85-5674/

PETROLEUM MONITORING AGENGY

CANADA

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY

1984 MONITORING SURVEY

© Minister of Supply and Services Canada 1985

Cat. No. M 27-22/1984-2E

ISBN 0-662-14173-3

Copies are available on request from
Communications Branch
Department of Energy, Mines and Resources
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Aussi disponible en français

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

The Honourable Pat Carney
Minister of Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Dear Minister :

I am pleased to submit the attached report which describes the financial performance of the oil and gas industry in Canada in 1984.

The report is based on data from 115 companies accounting for close to 90 per cent of total revenues of the petroleum industry. Therefore, the data should reflect fairly results for the entire industry in Canada.

The industry's overall profit picture improved markedly in 1984 compared to 1983 -- mainly as a result of a resurgence of the downstream business segment and the nonrecurrence in 1984 of the exceptional write-offs of about $1 billion which reduced industry net income in 1983.

The resulting year-over-year change in net income of 141 per cent, however, clearly overstates the improvement. Exceptional write-offs, particularly when only one or a few companies are involved, tend to distort comparisons of net income and limit its usefulness as a performance measure for the industry as a whole. Internal cash flow, unaffected by write-offs, and therefore a more consistent yardstick for short term comparisons, grew 21 per cent in 1984 over the previous year.

The reinvestment ratio, capital expenditures divided by internal cash flow, continues to be a key reference point for the industry's performance and will likely take on increasing significance as a result of the Western Accord. It is critical, however, to ensure that this ratio is not viewed in isolation or for a single year alone. It is obvious that the industry would not be healthy if high ratios resulted from a large drop in cash flow; nor would poor performance be shown by low reinvestment ratios stemming from sustained or higher levels of investment accompanied by even more rapidly rising cash flow. Note also that next year's investment may come out of this year's cash flow.

The following pages describe several new features in this report as well as some guidelines for reading it. As always, our intent is to improve the survey's quality while increasing its usefulness and the ease with which it can be understood.

Respectfully submitted,

Ralph L. Gillen

July 11, 1985

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 996-4444

580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone (613) 995-7212
(613) 996-4444

NEW AND NOTABLE

Some new information is presented in the 1984 Monitoring Survey and the Report should be read with a number of qualifications.

NEW

1. A list of the names of the companies surveyed by the Agency is shown on the inside back cover.

2. Revisions in the way reporting companies are grouped have been made to better reflect the industry structure while protecting proprietary information. Integrated and refining companies are now distinguished from oil and gas producers. The 'junior' and 'senior' designation has been eliminated except for producers and the criterion for this categorization has been changed. The classification by control status - Canadian and foreign - is now shown only for the industry as a whole. (Data for 1981 and 1982, reproduced in the revised format, are available on request).

3. Rates of return are presented in Chapter 1 which use the PMA generated information rather than those from Statistics Canada. The latter data are still used in Chapter 4 to compare the petroleum industry with other industries and Appendix D-3 describes the problems of comparability between them. Please note the fact that net income as stated by PMA will be different from that shown by Statistics Canada for several sound reasons.

NOTABLE

1. Net income is reported inclusive of extraordinary gains and losses both for PMA and Statistics Canada data. This recognizes that there are differing views by individual companies in designating a transaction as extraordinary; it also takes into account the Agency's need to report comprehensively on the industry's financial performance without adjustment of the data provided to it.

2. Many numbers in the body of the report are rounded to improve readability. Percentage changes, however, are calculated on the basis of detailed figures shown in Appendix B.

Continued

3. Comparisons between 1983 and 1984 results are heavily affected by the operation of one large Canadian-controlled company

   - write-offs of over $1 billion occurred in 1983 but not in 1984
   - close to $3 billion in short-term debt was reclassified to long-term debt as part of an overall debt rescheduling arrangement; this transaction affected both sources and uses of funds since reduced short-term debt is reported as an increase in working capital
   - a Remission Order under the Financial Administration Act allowed the transfer of losses within the corporate group on a retroactive basis, deferring approximately $250 million in previously accrued current income taxes; this resulted in negative current taxes for 1984.

   Since this one company's results have such a large and distorting impact on a number of aspects of the industry's performance, the point is emphasized here rather than noted repeatedly in the text.

* * * * * * * * * * * * * * * *

LATEST DEVELOPMENTS

Since, as always, the Survey is published some months after the year to which it refers, its relevance may be affected by developments taking place during its publication period. Several events in the early months of 1985 will undoubtedly have important long-range impact on petroleum industry performance.

. . . . The Western Accord deregulates crude oil pricing and takes steps towards market pricing of natural gas; it ends the Petroleum Incentive Program (PIP) early in 1986 (with some grandfathering through 1987) and phases out the Petroleum and Natural Gas Revenue Tax (PGRT) by 1989 and exempts new production from it in the interim; it also permits PGRT liability to be offset by investment write-offs when companies have insufficient income to claim write-offs under the Income Tax Act. . . .On June 24, 1985, Alberta announced substantial changes to its royalty and incentives system for oil and gas production. . . .The Atlantic Accord provides a framework for revenue sharing and other aspects of Newfoundland's offshore petroleum development.

. . . . Gulf Canada's acquisition by Olympia and York, if completed, and other transactions in early 1985, will substantially increase Canadian ownership and control (see Chapter 6).

. . . . International, North Sea and U.S. domestic spot crude prices showed weakness during the first half of 1985, raising concerns about future market and investment outlook.

1984 MONITORING SURVEY
TABLE OF CONTENTS

	Page
SUMMARY AND HIGHLIGHTS	1
1 - FINANCIAL PERFORMANCE	1-1
TOTAL OPERATIONS : NET INCOME AND CASH FLOW	1-1
UPSTREAM SEGMENT	1-7
DOWNSTREAM SEGMENT	1-8
OTHER CANADIAN OPERATIONS	1-8
FOREIGN OPERATIONS	1-8
2 - SOURCES OF FUNDS	2-1
INTERNAL SOURCES	2-2
EXTERNAL SOURCES	2-3
3 - USES OF FUNDS	3-1
CAPITAL EXPENDITURES	3-2
INVESTMENT RATIOS	3-4
DIVIDEND PAYMENTS	3-5
OTHER USES	3-5
4 - COMPARATIVE PERFORMANCE : PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES	4-1
NET INCOME COMPARISON	4-1
CAPITAL EXPENDITURES	4-2
5 - REVENUE SHARING : INDUSTRY AND GOVERNMENTS	5-1
INDUSTRY SHARE	5-3
PROVINCIAL SHARE	5-3
FEDERAL SHARE	5-3
6 - OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS	6-1
7 - RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES	7-1
IN-HOUSE EXPENDITURES	7-1
CONTRACT EXPENDITURES	7-2
8 - FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY : 1980-1984	8-1
NOTEWORTHY TRENDS	8-2

TABLES AND CHARTS

Table		Page
1	Overview of Total Operations	1-1
2	Net Income by Sector and Segment	1-2
3	Rates of Return by Sector and Segment	1-3
4	Net Income by Company Group	1-5
5	Financial Performance by Segment	1-6
6	Summary -- Sources of Funds	2-1
7	Internal Cash Flow by Sector and Segment	2-2
8	PIP Grants by Area and Sector	2-3
9	Summary -- Uses of Funds	3-1
10	Capital Expenditures	3-2
11	Comparison of Capital Expenditures -- Petroleum Industry vs. All Other Non-Financial Industries	4-2
12	Revenue Sharing: Industry and Governments	5-2
13	Ownership and Control by Country and Sector	6-2
14	Contract R&D Spending in Canada and Abroad	7-2
15	Five-Year Operating Summary: 1980-1984	8-1

Chart		
1	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	1-4
2	Exploration Expenditures in Canada	3-3
3	Reinvestment Ratios	3-4
4	Dividend Payments Compared With Net Income	3-5
5	Comparison of Net Income -- Petroleum Industry vs. All Other Non-Financial Industries	4-1
6	Revenue Sharing : Industry and Governments	5-1
7	Canadian Ownership and Control of the Petroleum Industry	6-1
8	In-House R&D Expenditures by Activity	7-1

APPENDICES

		Page
A	**SUPPLEMENTARY DATA**	
1.	The Year In Review	A-1
2	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	A-2
3	Canadian Crude Oil Prices: 1979-1984	A-3
4	Changes to the Petroleum Compensation Charge and Similar Charges	A-4
5	Net Income by Sector and Segment	A-5
6	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	A-6
7	PIP Grants by Area and Type of Expenditure	A-7
8	Well Completions and Metres Drilled in Canada	A-8
9	Gross Exploration Expenditures in Canada - By Area	A-9
10	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	A-10
11	Dividend Payments	A-11
12	Rates of Return: Petroleum and Other Industries	A-12
13	Canadian Ownership and Control by Category and Company Group	A-13
B	**COMPLETE SURVEY RESULTS**	
1	Income and Expense Statement	B-1
2	Financial Performance by Main Business Segments	B-8
3	Sources and Uses of Funds	B-12
4	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	B-13
5	Capital Expenditures by Activity	B-14
6	Balance Sheet	B-15
7	Volume and Value of Production	B-16
8	Upstream Operating Costs and Royalties	B-17
9	Income and Expense Statement: 1980-1984	B-18
10	Sources and Uses of Funds: 1980-1984	B-19
C	**GLOSSARY OF TERMS**	C-1
D	**PMA TERMS OF REFERENCE**	D-1

CANADIAN PETROLEUM INDUSTRY

MONITORING SURVEY 1984

SUMMARY AND HIGHLIGHTS

FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS

- Revenues and Profits: Industry revenues rose 6% to $64.5 billion in 1984 due to increased conventional oil production and higher prices for crude and products. Net income from total operations rose 141% to $3.7 billion, reflecting the absence of major asset write-offs and improvements in all business segments, particularly in the downstream and other Canadian operations segments. Industry cash income from operations, i.e. internal cash flow, rose 2[illegible]% to $10.4 billion, a gain largely attributable to:

  - ✔ improved margins in the petroleum products market
  - ✔ increased production and higher prices for crude oil
  - ✔ the deferral of current taxes previously accrued
  - ✔ divestiture of losing operations.

- Canadian versus Foreign-controlled Company Results: Net income for the foreign-controlled sector rose 20% to $2.5 billion, benefitting from an increase of $375 million in profits from downstream operations and a $100 million (5%) increase in upstream profits.

  Net income for Canadian-controlled companies rose $1.8 billion from a loss of $560 million in 1983 to a profit of $1.2 billion in 1984. This rise principally reflects the absence in 1984 of unusual asset write-downs which had severely depressed the 1983 income of Canadian-controlled companies as a group.

- Rates of Return: The 1984 return on capital employed of the petroleum industry was 6.5%, up from 3.4% in 1983. Return on shareholders' equity rose to 10.1% in 1984 from 4.6% in 1983. Rates of return for 1983 were uncharacteristically low because of the large write-down of assets.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

UPSTREAM OPERATIONS

- Upstream revenues rose 10% to $26.3 billion due to higher producer prices and a 7% increase in crude oil production. Upstream net income increased 24% to $3.1 billion due to lower than proportional increases in provincial royalties and a decline in exploration and development charges expensed against income. The decrease in write-offs in 1984 compared with 1983 also contributed to the higher profits.

DOWNSTREAM OPERATIONS

- Downstream revenues increased 4% to $33.4 billion as prices firmed. Net income grew from a loss of $75 million in 1983 to a profit of $370 million in 1984. Greater operating efficiency and reduced capacity surplus resulted in improved profit margins.

SOURCES OF FUNDS

Total funds available to the industry in 1984 amounted to $20.6 billion vs. $18.7 billion in 1983.

INTERNAL CASH FLOW

- Internal cash flow from total operations rose 21% to $10.4 billion in 1984, due primarily to higher wellhead prices for crude oil and improved margins for petroleum products. All business segments registered increases.

EXTERNAL SOURCES OF FUNDS

- Funds from external sources remained unchanged at $10.1 billion in 1984, primarily due to the adjustment resulting from the reclassification of nearly $3 billion in debt from short-term to long-term by one Canadian-controlled company being offset by the decline in the industry's financing activities. New long-term debt fell 46% in 1984 to $1 billion and new share issues declined 37% to $1.4 billion.

- PIP Grants: Reporting companies estimated their PIP grants at $1.7 billion, up 12% over 1983 -- with Canadian-controlled companies receiving over 90% of the total.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

USES OF FUNDS

CAPITAL EXPENDITURES

- Total Capital Expenditures: In 1984 these reached $10.2 billion, down 1% from 1983. A 14% increase in upstream expenditures was more than offset by reduced expenditures in all other areas of activity.

- Exploration Expenditures in Canada: Outlays in 1984 rose 13% to $4.8 billion with spending up 5% on Canada Lands and 23% in the provinces. Exploration expenditures on Canada Lands accounted for 47% of the total compared with 51% in 1983. Canadian-controlled companies increased outlays by 15% and foreign-controlled companies by 10%.

- Downstream Expenditures: Downstream outlays dropped 38% to $1 billion in 1984 vs. 1983 as most of the capacity adjustments, related to the 1979-1983 demand decline, were completed by 1983.

INVESTMENT RATIOS

- Overall capital expenditures absorbed 80% of the industry's cash flow in 1984, down 21 percentage points from 101% in 1983. Upstream capital expenditures equalled 71% of internal cash flow from upstream operations vs. 70% in 1983.

DIVIDENDS

- Dividends rose 13% to $1.3 billion in 1984. Canadian-controlled firms increased dividend payments 18% to $480 million while foreign-controlled companies' payments were up 10% to $825 million. Payout overall totalled 35% of net income vs. 76% for 1983.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Continued)

COMPARATIVE PERFORMANCE: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

NET INCOME

- Statistics Canada figures show that the petroleum industry's net income on Canadian operations more than doubled due to extraordinary losses in 1983 that did not recur in 1984. Profits before extraordinary losses for the petroleum industry rose 19% compared with a gain of 32% for all other non-financial industries in Canada. The petroleum industry's net income for 1984 accounted for 22% of total non-financial industries' income -- a rise of 7 percentage points compared with 1983.

  Return on shareholders' equity for the petroleum industry of 10% compares with 10.3% for all other non-financial industries.

CAPITAL EXPENDITURES

- Petroleum industry's capital expenditures for 1984, according to Statistics Canada, declined 3% from the 1983 level. Capital expenditures of other non-financial industries increased 9% giving the petroleum industry a share of 36% in 1984, down from 38% in 1983.

REVENUE SHARING: INDUSTRY AND GOVERNMENTS

Total revenues available for sharing increased $1 billion to $23.1 billion in 1984. The industry and provincial governments gained from the increase, while the federal government received a smaller share as well as a lesser amount. The federal government's share decreased from 21% in 1983 to 15% -- primarily due to reduced revenues from the Natural Gas and Gas Liquids Tax combined with a larger deficit in the Petroleum Compensation Account. The industry's share rose to 54% from 50% and the provincial governments' share to 32% from 29%.

SUMMARY AND HIGHLIGHTS (Concluded)

OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS

Canadian ownership of the petroleum industry based on upstream revenues, rose in 1984 to 41.8% against 41.3% at the end of 1983. Canadian control of upstream revenues increased just over one percentage point to 39.7%. Canadian ownership and control of total petroleum-related revenues -- upstream plus downstream -- were up 0.6 and 1.8 percentage points in 1984 over 1983 to reach 39.5% and 31.4% respectively.

RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

The petroleum industry spent $270 million on Research and Development (R&D) activities in 1984, down 1% from 1983. 'In-house' R&D expenditures declined while contract work performed by others in Canada in 1984 grew by 25%.

FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY: 1980–1984

Noteworthy trends:

1. Revenues rose by 46% to $64.2 billion from 1980 through 1984 -- growing at an average annual rate of 10%, about 4% faster than the rate of inflation.

2. Net income bottomed out in 1983 at 2.5% of revenues from a peak of 10.7% in 1980 and has since increased to 5.7% of 1984 revenues.

3. Internal cash flow has dropped sharply as a percentage of revenue -- from 22% in 1980 to about 15% in the last two years.

4. Capital expenditures peaked in 1981 and 1982, largely driven by heavy expenditures downstream and abroad.

5. Dividend payments increased steadily from 1980 to 1984 at an average annual rate of 8% per year.

1 - FINANCIAL PERFORMANCE

TOTAL OPERATIONS : NET INCOME AND CASH FLOW

Increased conventional oil production, higher producer prices and gains in other business segments, resulted in a 6% rise of total industry revenues to $64.5 billion in 1984.(1)

In 1984, net income(2) from total operations increased $2.2 billion (141%) to $3.7 billion. In the upstream segment, net income rose 24% to $3.1 billion, while downstream profits climbed $445 million to $370 million after a loss of $75 million in 1983. Other Canadian operations reported an improvement of $700 million for a loss of $2 million in 1984. Income from foreign activities was also higher, up $430 million, for a net gain of $235 million in 1984 compared to a substantial loss in 1983.

Total industry cash flow from operations rose $1.8 billion (21%) to $10.4 billion. This gain was attributable to:

- higher margins in the petroleum products market resulting from improved operating efficiency, firmer prices and inventory gains following the November 1984 PCC change;
- increased production and higher prices for crude oil;
- the deferral of $250 million of income taxes previously accrued as current; and
- the divestiture of losing operations.

The large percentage increase in net income was attributable to about $1 billion of asset write-downs in 1983 (nonrecurring in 1984) in the upstream and other Canadian operations segment.

Table 1. OVERVIEW OF TOTAL OPERATIONS(a)

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	$ billions			(%)
TOTAL REVENUES	$60.5	$64.5	$4.0	6
less: Operating Costs	7.9	8.4	0.5	7
Interest Expenses	2.5	2.8	0.3	11
Non-income Taxes & Royalties	10.2	10.9	0.7	7
Other Cash Expenses	29.1	29.1	-	-
Income Taxes - Federal	1.9	2.3	0.4	18
- Provincial	0.3	0.6	0.3	127
INTERNAL CASH FLOW	8.6	10.4	1.8	21
less: Write-offs(b)	5.8	4.9	(0.9)	(14)
Deferred Taxes	1.4	2.0	0.6	42
Unusual Gains	0.1	0.2	0.1	142
NET INCOME(2)	1.5	3.7	2.2	141

NOTES: (a) Figures may not add due to rounding. See Table 5 (p. 1-6) for detail by operating segment.
(b) The components of 'write-offs' are non-cash charges and exploration and development expenditures charged to current operations.

---

(1) A glossary of technical terms is included as Appendix C.
(2) Net income is after taxes and extraordinary items.

a. Net Income by Sector

Net income for the petroleum industry as a whole increased two and one-half times ($2.2 billion) to $3.7 billion in 1984. While net income for foreign-controlled companies increased 20% to $2.5 billion, that of the Canadian-controlled sector rose $1.8 billion from a loss of $560 million in 1983 to a profit of $1.2 billion in 1984.

The sharp rise in net income for Canadian-controlled companies stems largely from the $1 billion write-down in assets during 1983 in the upstream and other Canadian operations that was not repeated in 1984. But even without the effect of the write-downs, net income for the Canadian-controlled sector would have more than doubled. All segments of the Canadian-controlled sector reported improvements. Cash flow for the sector overall -- unaffected by write-offs -- rose 31% in 1984 to $4.7 billion.

Net income growth of $425 million for foreign-controlled companies was aided by an increase of $375 million in profits from downstream operations, recovering from a loss of $30 million in 1983 to a profit of $345 million in 1984. The rise in downstream profits resulted from improved margins for petroleum products. The foreign-controlled upstream component recorded a profit increase of 5% ($100 million) to $2.3 billion, because of increased production and higher prices. Cash flow for these companies amounted to $5.8 billion, up 15% over 1983.

Table 2. NET INCOME BY SECTOR AND SEGMENT

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	$ billions			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	$ 0.3	$ 0.8	$ 0.5	159
Downstream	(0.1)	-	0.1	-
Other[a]	(0.8)	0.4	1.2	-
Total Canadian-Controlled	(0.6)	1.2	1.8	-
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	2.2	2.3	0.1	5
Downstream	-	0.3	0.3	-
Other[a]	(0.1)	(0.1)	-	-
Total Foreign-Controlled	2.1	2.5	0.4	20
TOTAL INDUSTRY	1.5	3.7	2.2	141

NOTE: (a) Comprises net income generated by foreign activities and other Canadian operations. For more detail see Appendices A-5 and B-1.

b. Rates of Return(1)

Return On Capital Employed

In 1984 the rate of return on the capital employed by the Canadian petroleum industry amounted to 6.5%. This is almost double the 3.4% reported for 1983 when substantial asset write-offs had a dampening effect on net income and sharply reduced the rate of return.

The foreign-controlled sector recorded an 8.5% rate of return on capital employed on all operations representing half a percentage point increase over 1983. The upstream segment of the industry had a rate of return of 12.6% on capital employed in 1984 vs. 13.9% in 1983.

The Canadian-controlled sector's rate of return in 1984 on capital employed at 4.9% was just over half of that reported by foreign-controlled companies, but up sharply from 1983. The lower rates of return for Canadian-controlled companies were due to the considerable takeover activity in 1981 and 1982 involving substantial premiums for assets acquired.

Return On Equity

The rate of return on shareholders' equity for the total Canadian petroleum industry was 10.1% in 1984 compared with 4.6% in 1983. Again, the increase was largely due to the write-down of assets in 1983 that did not occur in 1984. The takeover activity noted above reduced net income for Canadian-controlled companies, and to the extent it was financed through equity, it increased the base. Foreign-controlled companies had almost twice the return of Canadian-controlled companies.

Table 3. RATES OF RETURN BY SECTOR AND SEGMENT

	Canadian-Controlled		Foreign-Controlled		Total Industry	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	(%)					
CAPITAL EMPLOYED						
Total Operations	(0.2)	4.9	7.9	8.5	3.4	6.5
Canadian Operations	0.3	4.7	8.0	8.5	3.8	6.5
Upstream Operations	2.3	4.7	13.9	12.6	6.7	7.9
EQUITY						
Total Operations	(3.7)	7.2	11.4	12.4	4.6	10.1
Canadian Operations	(2.4)	6.1	11.4	12.4	5.3	9.7

(1) Rate of return calculations here are derived from data received directly from companies reporting to the PMA. A discussion on the comparability of these data with that generated using Statistics Canada data can be found in Appendix A-12.

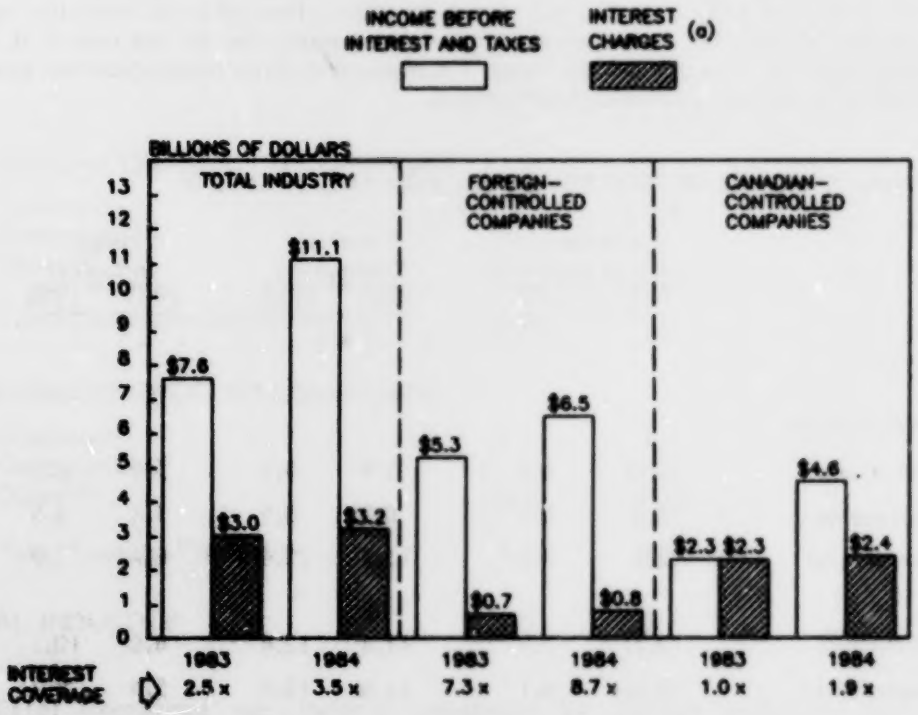
c. Interest Coverage

For the industry overall, income before taxes and expensed interest was 3.5 times total interest charges, both capitalized and expensed, up from 2.5 times in 1983. Though Canadian-controlled companies reduced their long-term debt, interest charges rose slightly because of higher interest rates and the decline in the value of the Canadian dollar (some of the industry's debt is in U.S. dollars). However, a $2.3 billion increase in income before tax and interest more than offset the rise in interest charges and resulted in an improvement of the interest coverage from 1.0 times to 1.9 times. Nearly half of the increase in net income before tax and interest is explained by the write-down of assets in 1983.

Foreign-controlled companies eased their level of indebtedness in 1984 but still incurred marginally higher interest charges. Growth in income before interest and taxes - up $1.2 billion - caused an improvement in interest coverage from 7.3 times to 8.7 times.

This analysis of interest charges relates to total industry activity since there is neither consistency nor uniformity in the way companies allocate interest expenses among the various business segments - upstream, downstream, other Canadian and foreign.

Chart 1. COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES



NOTE: (a) Interest charges shown include both expensed and capitalized amounts. See Appendix A-6 for more detail.

d. Net Income By Company Group

Integrateds and Refiners

A total of 14 companies grouped in the category 'integrateds and refiners' make up 99% of the entire downstream segment and 40% of upstream operations. This group's net income doubled to $2.1 billion from $1 billion in 1983. Upstream net income of $1.5 billion in 1984 was $150 million (11%) more than in 1983. The increase was partially due to higher prices as a greater part of this group's conventional production became eligible for the New Oil Reference Price (NORP). In 1984, the integrateds and refiners obtained their largest increase in net income from the downstream segment, $480 million: a net loss of $110 million in 1983 was replaced by net income of $370 million in 1984. Other Canadian and the foreign activities together accounted for less than 4% of revenues for this group in 1984 and net losses of $270 million in 1983 rose to a profit of $160 million in 1984, largely due to an extraordinary gain of $200 million.

Oil and Gas Producers

The 101 'oil and gas producers' are involved almost exclusively with upstream operations. In 1984 this group's net income tripled to $1.6 billion, up from $530 million in 1983. The 1983 write-down of about $1 billion in assets, not repeated in 1984, was the key factor in the marked improvement. The write-down affected all business segments except downstream. Producers' upstream net income rose 39% to $1.5 billion in 1984. Higher prices and increased production are reflected in a 14% rise in revenues to $15.7 billion (Appendix B-1). Interest charges allocated to the upstream segment rose 16% to $1.5 billion. While the producers' downstream activities are negligible in terms of revenues (less than 2%), other Canadian and foreign activities, accounting for 16% of revenues, registered a $700 million gain in net income, reversing a loss of $625 million in 1983 to a profit of $75 million in 1984.

Table 4. NET INCOME BY COMPANY GROUP

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	$ billions			(%)
INTEGRATEDS AND REFINERS				
Upstream	$ 1.4	$ 1.5	$ 0.1	11
Downstream	(0.1)	0.4	0.5	-
Other[a]	(0.3)	0.2	0.5	-
Total Integrateds and Refiners	1.0	2.1	1.1	106
OIL AND GAS PRODUCERS				
Upstream	1.1	1.5	0.4	39
Downstream	-	-	-	-
Other[a]	(0.6)	0.1	0.7	-
Total Producers	0.5	1.6	1.1	209
TOTAL INDUSTRY	1.5	3.7	2.2	141

NOTE: (a) Comprises net income generated by foreign activities and other Canadian operations. For more detail see Appendix B-1.

Table 5. FINANCIAL PERFORMANCE BY SEGMENT[a]

	UPSTREAM				DOWNSTREAM			
	1983	1984	Increase (Decrease)		1983	1984	Increase (Decrease)	
	- - - $ billions - - -			(%)	- - - $ billions - - -			(%)
TOTAL REVENUES	$23.8	$26.3	$2.5	10	$32.2	$33.4	$1.2	4
less: Operating Costs	3.8	4.3	0.5	14	2.7	2.8	0.1	1
Interest	1.4	1.6	0.2	12	0.2	0.3	0.1	36
Royalties, Taxes	6.1	6.4	0.3	5	2.0	2.2	0.2	8
PGRT, IORT, NGGLT	2.0	2.2	0.2	9	-	-	-	-
Other Expenses	4.2	4.0	(0.?)	(6)	27.4	27.7	0.3	1
INCOME BEFORE TAXES	6.3	7.8	1.5	24	(0.3)	0.4	0.7	-
less: Current Taxes	2.6	2.9	0.3	11	(0.4)	-	0.4	-
Deferred Taxes	1.2	1.8	0.6	47	0.2	0.1	(0.1)	(61)
Unusual Gains	-	-	-	-	-	0.1	0.1	-
NET INCOME	2.5	3.1	0.6	24	(0.1)	0.4	0.5	-
INTERNAL CASH FLOW[b]	7.3	8.3	1.0	14	0.8	1.1	0.3	36

	OTHER CANADIAN[c] OPERATIONS				FOREIGN OPERATIONS			
TOTAL REVENUES	2.9	3.1	0.2	4	1.6	1.7	0.1	7
less: Operating Costs	0.9	0.8	(0.1)	(12)	0.4	0.5	0.1	24
Interest	0.7	0.7	-	(5)	0.1	0.2	0.1	30
Other Expenses	2.2	1.7	(0.5)	(24)	1.1	0.8	(0.3)	(27)
INCOME BEFORE TAXES	(0.9)	(0.1)	0.8	-	-	0.2	0.2	-
less: Current Taxes	(0.1)	(0.2)	(0.1)	-	0.1	0.1	-	48
Deferred Taxes	(0.1)	0.1	0.2	-	0.1	0.1	-	(4)
Unusual Gains	-	-	-	-	-	0.2	0.2	-
NET INCOME	(0.7)	-	0.7	-	(0.2)	0.2	0.4	-
INTERNAL CASH FLOW[b]	0.1	0.5	0.4	-	0.5	0.6	0.1	24

NOTES: (a) Percentage changes reflect unrounded data as shown in Appendix B, Schedule 1.

(b) Internal cash flow is the sum of net income, deferred taxes, non-cash charges of depreciation, depletion and amortization and exploration and development expenditures written off in the reporting period.

(c) Includes pipelines, drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities.

UPSTREAM SEGMENT

Revenues from upstream operations rose 10% to $26.3 billion due to higher wellhead prices[1] and a 7% increase in crude oil production (Appendix A-2). The continued displacement of offshore oil imports and greater exports of crude oil permitted this increased production. In addition, domestic consumption rose 1%. Increasing natural gas sales, both export (up 6%) and domestic (up 7%), also helped the revenue growth in the upstream segment. The increase in conventional crude oil production more than offset a decline in oil sands production that resulted from a fire at the Syncrude plant in mid-August of 1984 shutting it down until December.

Upstream net income, at $3.1 billion, increased 24% in 1984 over 1983 as a result of the factors referred to above and lower than proportional increases in provincial royalties, up 5%. The moderate rise in royalty payments resulted as higher royalties from increased production were partly offset by a significant decline in royalties from Syncrude operations. These royalties, which vary with profits, were reduced because of increased capital spending (deductible in determining royalties for Syncrude) and lower revenues due to the shut-down of operations resulting from the fire. In addition, profits were up because of the decline in exploration and development charges and in write-offs previously mentioned.

The improvements were partly offset by a rise of 14% to $4.3 billion in operating costs. Also, interest charges allocated to the upstream segment rose 12% to $1.6 billion. A few companies had large United States dollar denominated debt which led to higher domestic currency payments when the Canadian dollar weakened vis-a-vis the United States dollar. In addition, current and deferred taxes rose 11% and 47% respectively. The increase in current taxes would have been notably higher without the deferral of a large tax payment.

Canadian-controlled companies reported a 159% ($490 million) increase in upstream net income, largely owing to the decrease in write-offs and the moderate rise in royalty payments. Foreign-controlled companies' upstream profit rose by 5% ($100 million), primarily due to the decline in interest expenses and in exploration and development charges to current operations.

---

(1) The wellhead price of 'old' oil was $187.22 per m^3 ($29.75 per barrel) during both 1983 and 1984. Effective July 1, 1983 special old oil (SOOP) received the new oil reference price (NORP). In addition, incremental oil from new and expanded waterflood projects was given the higher NORP price commencing after June 30, 1983. The price of natural gas at the Alberta border was $2.79 per gigajoule ($2.99 per mcf) during 1984, up 31 cents per gigajoule from 1983. The average price of gas exported to the United States dropped from $5.18 per gigajoule during 1983 to $4.80 per gigajoule during 1984 due to a reduction (effective April 11, 1983) in the border price and the introduction of Volume Related Incentives Pricing (VRIP).

DOWNSTREAM SEGMENT

Downstream revenues increased 4% to $33.4 billion as prices firmed. This resulted in a profit improvement for this segment -- from a loss of $75 million in 1983 to a profit of $370 million in 1984. The growth in net income was also assisted by greater operating efficiency. However, part of the improvement in downstream profits is attributable to inventory profits following an increase in the Petroleum Compensation Charge (PCC) in November 1984. Canadian refiners shut down excess capacity in 1983 and early 1984 and average refinery capacity utilization climbed to 77% from 70%. Product markets improved and profit margins[1] increased from a negative 1% in 1983 to a positive 1.3% in 1984. Cash flow for the segment rose 36% to $1.1 billion.

Current income taxes on downstream operations for 1983 were negative, representing the recovery of taxes previously paid of $445 million. In 1984 current taxes were $5 million. The negative and low level stems from large capital outlays and operating losses in prior periods. Deferred taxes charged against income decreased 61% to $85 million.

OTHER CANADIAN OPERATIONS

This business segment recorded a loss of $2 million in 1984 compared with a loss of $700 million in 1983. The 1983 loss occurred because of large write-downs of assets noted earlier. The sale of non-profitable operations in 1983 by some companies also accounts for the improved profit picture in 1984. In addition, current income tax was a negative $80 million in 1983 compared with negative $220 million in 1984 as some companies made provisions for losses carried forward. Internal cash flow rose from $50 million in 1983 to $495 million in 1984.

As noted in previous Monitoring Surveys, many companies treat financing activities, and thus interest expense, as a corporate function -- by definition included in 'other Canadian operations'. Although a larger number of companies now allocate interest charges to other segments, 24% of the industry's total interest expenses remain charged to this segment which accounts for only 5% of total industry revenues.

FOREIGN OPERATIONS

After-tax losses declined from $195 million in 1983 to a profit of $235 million in 1984. The absence of large write-offs of foreign oil and gas properties and an extraordinary gain during 1984 were the prime factors for the improvement.

---

(1) Profit margin is defined as income before tax as a percentage of total revenues.

2 - SOURCES OF FUNDS

Total funds available to the industry in 1984 amounted to $20.6 billion vs. $18.7 billion in 1983. Funds generated by operations increased 21% to $10.4 billion. Funds from external sources remained unchanged at $10.1 billion but underlying components changed substantially: the category 'all other sources' was up $2.2 billion due to debt reclassification from short to long-term, while new long-term debt and new equity financing were down $1.7 billion. External sources provided 49% of total industry funds, down from 54% in 1983.

Table 6. SUMMARY -- SOURCES OF FUNDS[a]

	1983	1984	Increase (Decrease)		Share of Total 1983	Share of Total 1984
	$ billions			(%)	(%)	
INTERNAL SOURCES						
Net Income Before Unusual Items	$1.5	$3.5	$2.0	141	8	17
Non-cash Items[b]	7.1	6.9	(0.2)	(3)	38	34
Total Cash Flow from Operations	8.6	10.4	1.8	21	46	51
EXTERNAL SOURCES						
New Long-term Debt[c]	1.9	1.0	(0.9)	(46)	10	5
New Equity[c]	2.2	1.4	(0.8)	(37)	12	7
Working Capital Decrease[c]	1.5	0.8	(0.7)	(45)	8	4
PIP and Other Incentives	1.7	1.8	0.1	9	9	9
All Other Sources[d]	2.9	5.1	2.2	76	15	24
Total External Sources	10.1	10.1	-	-	54	49
TOTAL SOURCES OF FUNDS	18.7	20.6	1.9	10	100	100

NOTES: (a) Appendix B, Schedule 2 shows detail.

(b) Includes deferred taxes, exploration and development expenditures written off against current income, and other non-cash items (depreciation, depletion and amortization) that do not require a financial outlay in the reporting period.

(c) Represents the net amount of new long-term debt, equity, or funds from drawing down working capital by those companies that reported obtaining funds from these sources. Data from companies reporting reductions in new long-term debt and in equity, and an increase in working capital, are shown as 'Uses of Funds' in Table 9 (p. 3-1).

(d) Includes unusual gains; unusual losses are included with 'All Other Uses' in Table 9.

INTERNAL SOURCES

Petroleum industry internal cash flow rose 21% to $10.4 billion in 1984, due primarily to higher wellhead prices for crude oil and improved margins for petroleum products. All business segments registered increases; upstream cash flow increased 14% ($1 billion) to $8.3 billion while the other three segments together rose $0.8 billion from their levels in 1983 to a total of $2.1 billion in 1984.

Canadian-controlled companies enjoyed a 31% or $1.1 billion increase in internal cash flow, largely because of only modest increases in operating and administrative costs, and a reduction of 51% in current income tax resulting from a large deferral of accrued current income taxes. Foreign-controlled firms reported an increase of 15% or $0.8 billion in internal cash flow as they benefitted from improvements in all business segments, especially stronger downstream product prices.

Table 7. INTERNAL CASH FLOW BY SECTOR AND SEGMENT[a]

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	- - - - - - $ billions - - - - - -			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	$3.0	$3.7	$0.7	25
Downstream	0.1	0.2	0.1	95
Other[b]	0.5	0.7	0.2	49
Total Canadian-Controlled	3.6	4.7	1.1	31
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	4.3	4.6	0.3	6
Downstream	0.7	0.9	0.2	24
Other[b]	-	0.3	0.3	-
Total Foreign-Controlled	5.0	5.8	0.8	15
TOTAL INDUSTRY				
Upstream	7.3	8.3	1.0	14
Downstream	0.8	1.1	0.3	36
Other[b]	0.5	1.0	0.5	104
TOTAL INDUSTRY	8.6	10.4	1.8	21

NOTES: (a) See Appendix B, Schedule 1 for more details.

(b) Comprises internal cash flow generated by foreign activities and other Canadian operations.

EXTERNAL SOURCES

Funds from external sources remained unchanged at $10.1 billion in 1984. However, the category 'all other sources' (see page 2-1) increased sharply from $2.9 billion to $5.1 billion and Petroleum Incentives Program (PIP) grants rose 12% to $1.7 billion. The increase in 'other sources' resulting from a reclassification of nearly $3 billion in debt from short-term to long-term was in part offset by other factors. In addition, some Canadian-controlled companies sold off United States assets.

Offsetting the increase in 'other sources' was a decline in the industry's financing activities. New long-term debt fell 46% in 1984 to $1 billion and new share issues dropped 37% to $1.4 billion.

A $180 million increase in funds came from the PIP grants. Companies reporting to the PMA estimated these grants at $1.7 billion, up 12% over 1983, with Canadian-controlled companies receiving over 90%. About 15% of total PIP grants were administered and paid by the Government of Alberta, the remainder by the federal government.

Table 8. PIP GRANTS BY AREA AND SECTOR

	Canadian-Controlled		Foreign-Controlled		Total	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	$ millions					
PROVINCES						
British Columbia	$ 16	$ 24	-	-	$ 16	$ 24
Alberta	239	260	-	-	239	260
Other	32	44	-	-	32	44
Total Provinces	287	328	-	-	287	328
CANADA LANDS						
Beaufort Sea	410	495	32	45	442	540
Labrador East	344	408	44	32	388	440
Atlantic Shelf South	312	295	39	22	351	317
Other	65	90	6	6	71	96
Total Canada Lands	1131	1288	121	105	1252	1393
TOTAL CANADA	1418	1616	121	105	1539	1721

NOTE: Appendix A-7 provides additional detail.

3 - USES OF FUNDS

The disposition of funds for all purposes increased 10% to $20.6 billion in 1984 vs. 1983. The reclassification of almost $3 billion in debt from short-term to long-term by one company resulted in a technical increase in working capital of $4.4 billion in 1984 vs. $1.9 billion in 1983. Long-term debt repayment was $2.4 billion in 1984 compared with $1.6 billion in the preceding year. A 1% decline in overall capital expenditures to $10.2 billion and a drop in 'all other uses' (mainly for acquisitions) partly offset these rises.

Table 9. SUMMARY -- USES OF FUNDS

	1983	1984	Increase (Decrease)		Share of Total 1983	Share of Total 1984
	$ billions			(%)	(%)	
CAPITAL EXPENDITURES						
Expenditures in Canada[a]	$9.6	$9.5	$(0.1)	(1)	51	47
Expenditures Abroad	0.8	0.7	(0.1)	(14)	4	3
Total Capital Outlays	10.4	10.2	(0.2)	(1)	55	50
OTHER USES OF FUNDS						
Repayment of Long-term Debt[b]	1.6	2.4	0.8	46	9	12
Repurchase of Equity[b]	0.5	0.2	(0.3)	(64)	3	1
Working Capital Increase[b]	1.9	4.4	2.5	135	10	22
Dividends	1.2	1.3	0.1	13	6	6
All Other Uses[c]	3.1	2.0	(1.1)	(35)	17	10
Total Other Uses	8.3	10.4	2.1	24	45	50
TOTAL ALL USES	18.7	20.6	1.9	10	100	100

NOTES: (a) Expenditures are before reductions for PIP grants and other grants.

(b) Represents the net application of funds to repurchase equity, repay long-term debt, or to build up working capital by those companies that reported using funds for these purposes. Data from companies reporting increases in long-term debt and in equity, and net reductions in working capital, are shown as 'Sources of Funds' in Table 6 (p. 2-1).

(c) Mainly funds for acquisitions of plant and property purchased from other corporations and for corporate takeovers. Includes unusual losses; unusual gains are included with 'All Other Sources' in Table 6.

CAPITAL EXPENDITURES

Total capital expenditures in 1984 declined 1% to $10.2 billion reflecting a drop of less than 1% in expenditures in Canada and a 14% decline in expenditures abroad. The share of upstream expenditures as a percentage of total capital outlays increased in 1984 to 76% from 65% in 1983.

Table 10. CAPITAL EXPENDITURES[a]

	1983	1984	Increase (Decrease)		Share of Total 1983	Share of Total 1984
	----- $ billions ----			(%)	(%)	
UPSTREAM						
Exploration	$4.3	$4.8	$0.5	13	41	47
Development	1.0	1.1	0.1	12	9	11
Production	1.1	1.3	0.2	15	11	13
Non-conventional[b]	0.4	0.5	0.1	19	4	5
Total Upstream[c]	6.8	7.7	0.9	14	65	76
Downstream	1.7	1.0	(0.7)	(38)	17	10
Energy Mining	0.2	0.2	-	(7)	2	2
All Other	0.9	0.6	(0.3)	(35)	9	6
TOTAL CANADIAN	9.6	9.5	(0.1)	(1)	93	94
EXPENDITURES ABROAD	0.8	0.7	(0.1)	(14)	7	6
TOTAL EXPENDITURES	10.4	10.2	(0.2)	(1)	100	100

NOTES: (a) More detail is presented in Appendix B, Schedules 3 and 4.

(b) Includes oil sands and non-conventional heavy oil projects.

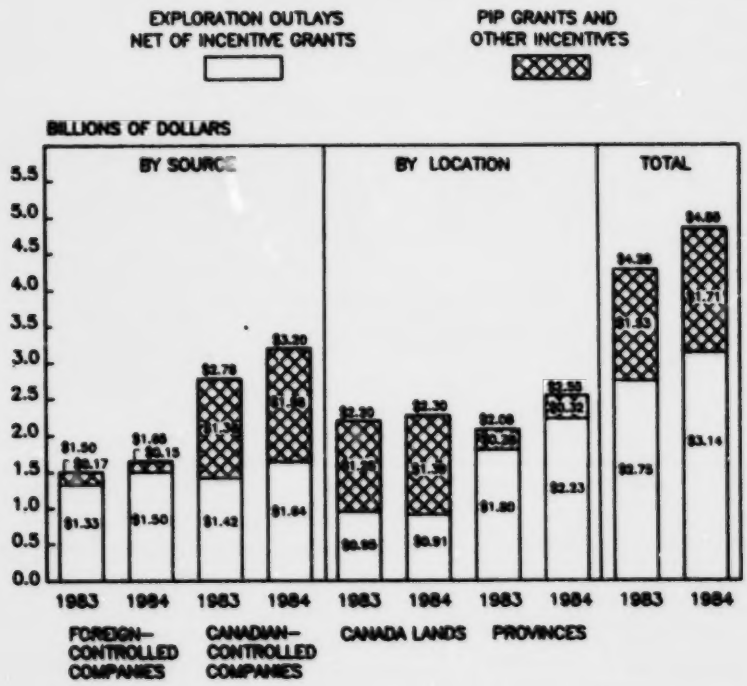
(c) Includes PIP grants.

Upstream: Upstream capital expenditures rose 14% to $7.7 billion in 1984. Exploration spending increased 13%, development and oil sands expenditures rose 12% and 19% respectively, while production spending increased 15%. Net of PIP grants and similar incentive payments, upstream outlays by foreign-controlled companies rose 14% and those of Canadian-controlled companies increased 17%.

Exploration expenditures for 1984 of $4.8 billion showed increases in both the provinces and Canada Lands, the former by 23% to $2.6 billion and the latter by 5% to $2.3 billion. Exploration expenditures on Canada Lands accounted for 47% of the total compared with 51% for 1983. The largest significant increase in spending on Canada Lands occurred off the east coast (Appendix A-9).

Exploration outlays by foreign-controlled companies were up 10% in 1984, while Canadian-controlled companies, accounting for 66% of total exploration expenditures, increased spending by 15%.

Chart 2. EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA



Downstream: Capital spending decreased 38% to $1 billion in 1984 vs. 1983 as most of the capacity adjustments related to the 1979-1983 demand decline were completed by the end of 1983 and there were no sizeable new capital projects.

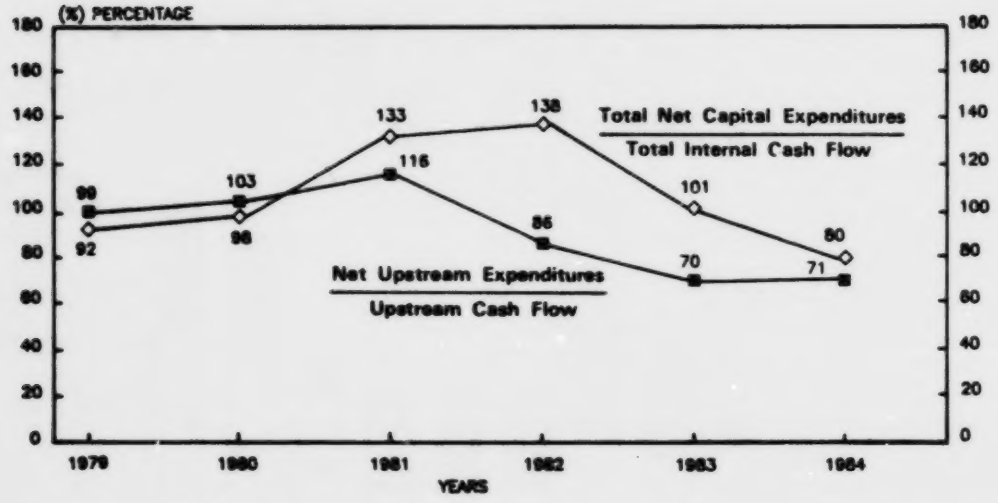
Energy Mining and All Other: These expenditures declined 39% to $800 million. They include outlays for drilling ships, caissons, and drilling rigs, with part of the total amount representing capitalized interest charges related to pre-start-up project expenditures.

INVESTMENT RATIOS

The overall investment ratio for the petroleum industry -- i.e., total net capital expenditures[1] as a percentage of internal cash flow from all business segments -- was 80% in 1984, down 21 points from 101% in 1983. Although cash flow grew 21%, capital expenditures did not rise correspondingly. The downstream segment, in particular, contributed to the lower overall reinvestment ratio with a 44% reduction in capital spending despite a 36% improvement in cash flow.

Upstream capital expenditures (net of PIP grants) equalled 71% of internal cash flow from upstream operations vs. 70% in 1983 (Chart 3). This increase in the investment ratio occurred as upstream expenditures grew at a slightly faster rate than upstream internal cash flow. Although the increase in the upstream reinvestment ratio was attributable to higher reinvestments by foreign-controlled companies -- up from 61% to 66% in 1984 -- Canadian-controlled companies continued to reinvest at a higher rate (78%).

Chart 3. REINVESTMENT RATIOS

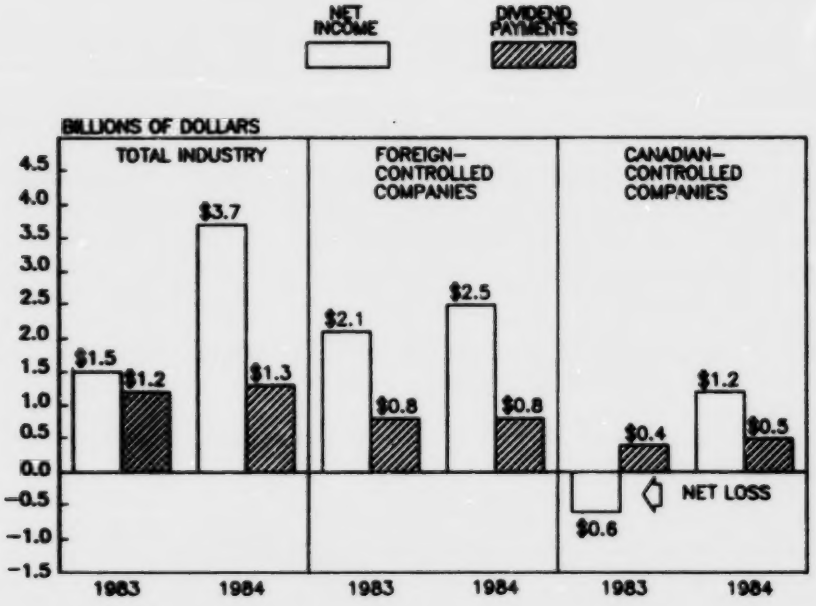


(1) Net capital expenditures is defined as capital expenditures less PIP grants and similar incentives.

DIVIDEND PAYMENTS

Dividend payments by petroleum companies rose 13% to $1.3 billion in 1984. The petroleum industry had a total payout in 1984 of 35% of net income vs. 76% in 1983. Canadian-controlled firms increased dividend payments 18% to $480 million, mainly on preferred shares, for a payout rate of 40% of net income (Chart 4). Dividends paid by foreign-controlled companies increased 10% to $825 million, a payout of 33%.

Chart 4. DIVIDEND PAYMENTS COMPARED WITH NET INCOME



OTHER USES

Significant changes in other uses of funds were:

- a $770 million increase in funds used to repay long-term debt ($2.4 billion), with most of this increase reported by Canadian-controlled companies,
- a $2.5 billion increase in working capital additions ($4.4 billion) most of which resulted from the reclassification of short-term debt to long-term,
- a decline of 35% to $2 billion in all other uses -- funds usually used for the purchase of assets in conjunction with takeovers.

4 - COMPARATIVE PERFORMANCE : PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

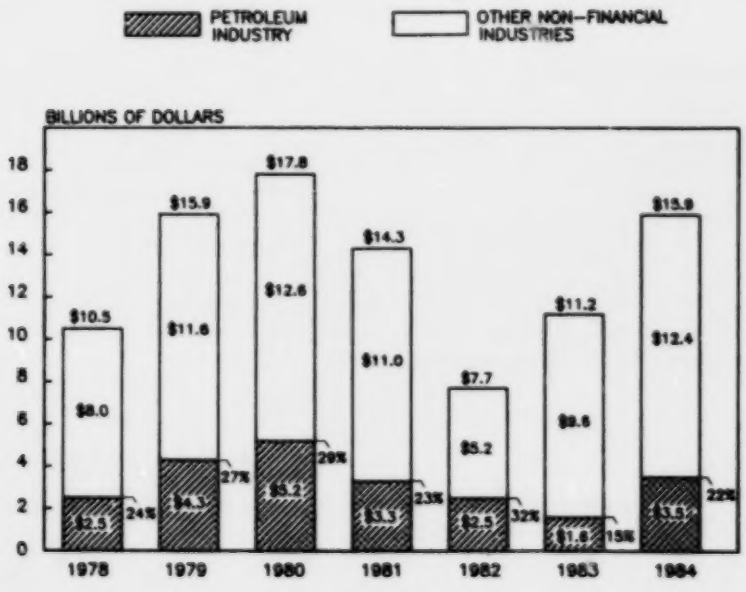
NET INCOME COMPARISON

An additional perspective is lent to the financial performance of the petroleum industry by comparing it to other sectors of the economy using data from Statistics Canada.(1) Profits on the Canadian operations of the petroleum industry more than doubled due to an extraordinary loss of $1 billion in 1983 that did not recur in 1984. Profits before extraordinary losses for the petroleum industry rose 19% compared to a gain of 30% for all other non-financial industries, with this gain primarily due to the growth in the manufacturing segment of the economy.

As shown in Chart 5, the petroleum industry's net income for 1984 was 22% of total non-financial industries' income -- a rise of 7 percentage points from the position shown for 1983. Without extraordinary items in 1983, petroleum industry net income represented 24% of total non-financial industries' income.

Net earnings on shareholders' equity of 10% in 1984 for the petroleum industry compares to 10.3% for all other non-financial industries -- up from 5% and 8.6% respectively in 1983. Strong improvements in manufacturing net income more than offset the weak results of the mining industry (Appendix A-12). A similar relationship exists for the rate of return on capital employed.

Chart 5. COMPARISON OF NET INCOME -- PETROLEUM INDUSTRY VS. ALL OTHER NON-FINANCIAL INDUSTRIES



(1) The data given in this section of the report are not completely compatible although they are close to the results based on the PMA survey and shown in Sections 1 to 3. Petroleum industry data from Statistics Canada, while covering a greater number of companies than the PMA survey, exclude government business enterprises as well as the foreign activities of companies originating in Canada. The PMA survey covers the global activities of petroleum companies operating in Canada, including Crown corporations, over a minimum size in terms of assets and revenues.

CAPITAL EXPENDITURES

Based on Statistics Canada data, petroleum industry gross capital expenditures (i.e. before deducting PIP grants) declined 3% in 1984 from the 1983 level (Table 11). In contrast, capital expenditures of other non-financial industries increased 9%. Accordingly, capital expenditures of the petroleum industry as a proportion of total capital expenditures of all non-financial industries declined from 38% in 1983 to 36% in 1984.

Table 11. COMPARISON OF CAPITAL EXPENDITURES -- PETROLEUM INDUSTRY VS. ALL OTHER NON-FINANCIAL INDUSTRIES

		1983	1984	Increase (Decrease)	
		------ $ billions ------			(%)
1.	Manufacturing	$5.9	$6.7	$ 0.8	13
2.	Mining	1.6	1.8	0.2	13
3.	Other Non-Financial	7.6	7.9	0.3	4
4.	TOTAL NON-FINANCIAL excluding Petroleum	15.1	16.4	1.3	9
5.	Petroleum	9.3	9.0	(0.3)	(3)
6.	TOTAL NON-FINANCIAL including Petroleum	24.4	25.4	1.0	4
7.	Line 5 as a % of line 6	38.2	35.6		

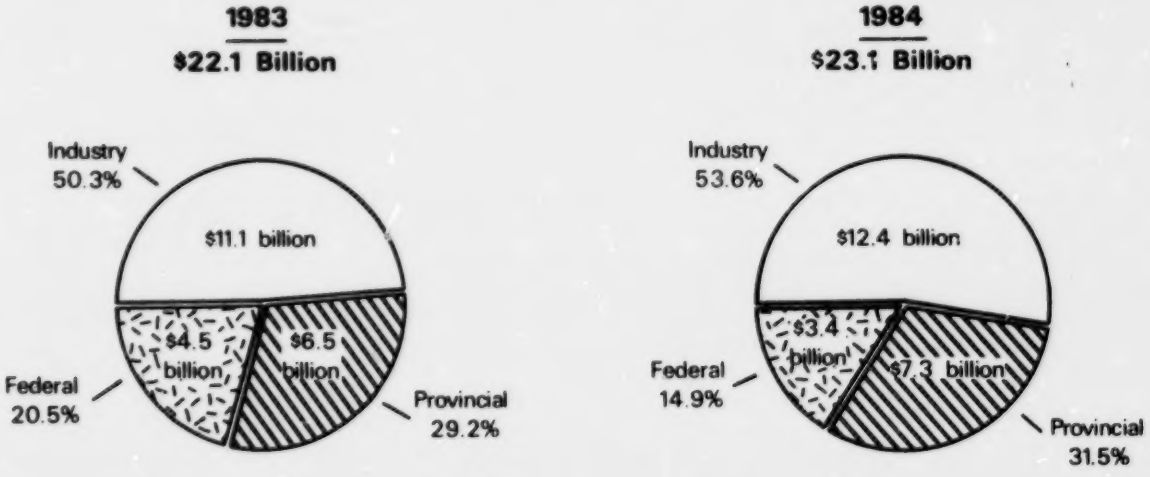
SOURCE: Statistics Canada, 61-003, Industrial Corporations - Financial Statistics. This survey does not include government enterprises. Expenditures are gross, including PIP and other capital grants.

5 - REVENUE SHARING : INDUSTRY AND GOVERNMENTS

Revenues available for sharing[1] increased $1 billion to $23.1 billion in 1984. As shown by Chart 6 and Table 12, the industry and the provinces gained from the increase, in both amount and percentage terms, while the federal government received a smaller share, down $1.1 billion to $3.4 billion.

The reduction to zero in the Natural Gas and Gas Liquids Tax Rate (NGGLT) effective February 1, 1984, combined with a large deficit in the Petroleum Compensation Account resulted in the decrease of the federal government's share of upstream revenues in 1984 from 21% to 15%. Exclusive of the substantial deficit in the Petroleum Compensation Charge Account, net federal revenues declined by $280 million to a share of 18.5% in 1984 vs. 21.3% in 1983.

Chart 6. REVENUE SHARING : INDUSTRY AND GOVERNMENTS



---

(1) Revenue available for sharing =

	Upstream Gross Revenues
-	Operating Costs
+	Oil Export Charge
+	Natural Gas and Gas Liquids Tax
+	Canadian Ownership Charge
+	Change in PCC Account
=	Total Revenues Available for Sharing

Revenue shares are estimated for the entire upstream industry and are not limited to PMA reporting firms. Figures for revenue sharing components not directly related to upstream operations were obtained from Energy, Mines and Resources Canada, Revenue Canada and provincial governments.

Table 12. REVENUE SHARING: INDUSTRY AND GOVERNMENTS

	Revenues 1983	Revenues 1984	Increase (Decrease) $ billions	Increase (Decrease) (%)
INDUSTRY SHARE				
Internal Cash Flow (before interest)	$10.07	$11.42	$1.35	13
PIP and Other Incentive Grants	1.76	1.92	0.16	9
Land Payments to Crown	(0.71)	(0.94)	(0.23)	(32)
Total Industry Share[a]	11.12	12.40	1.27	11
PROVINCIAL SHARE				
Royalties and Freehold Tax (b)	5.70	5.95	0.25	4
Land Payments	0.70	0.93	0.23	33
Corporate Income Tax (c)	0.34	0.58	0.24	71
Oil Export Charge	0.14	0.25	0.11	79
PIP and Other Incentives Grants Paid	(0.41)	(0.41)	-	-
Total Provincial Share	6.47	7.30	0.83	13
FEDERAL SHARE				
PGRT and IORT	2.10	2.45	0.35	17
Corporate Income Tax	2.25	2.40	0.15	7
Natural Gas and Gas Liquids Tax	0.76	0.03	(0.73)	(96)
Canadian Ownership Charge	0.85	0.85	-	-
Oil Export Charge	0.14	0.25	0.11	79
Net Petroleum Compensation (d)	(0.23)	(1.04)	(0.81)	(352)
Land Payments	0.01	0.01	-	-
PIP Grants Paid	(1.35)	(1.51)	(0.16)	(12)
Total Federal Share	4.53	3.44	(1.09)	(24)
GRAND TOTAL	22.12	23.14	1.02	5

NOTES: (a) To cover Interest Payments, Capital Amortization, Return on Capital and Net Capital Expenditures.

(b) Data obtained from provincial sources. Figures reflect actual royalty payments made during the year. Thus, they are exclusive of credits claimed by companies against royalties by virtue of provincial incentive schemes. Indian and freehold royalties and royalties paid to freeholders are excluded.

(c) Net of rebates from provincial governments.

(d) Revenue accruing to the Government of Canada less amounts required to finance oil import compensation, production qualifying for the New Oil Reference Price (NORP), Special Old Oil Price (SOOP), deliveries of Canadian crude to Atlantic Canada and certain exchanges of crude oil between Canada and the United States.

INDUSTRY SHARE

The industry's share of revenues in 1984 was 53.6% of the total available vs. 50.3% a year earlier. Its share rose $1.3 billion or 11% to $12.4 billion, due almost entirely to increased internal cash flow before interest expenses,(1) up 13% to $11.4 billion. Higher receipts from incentives programs, up $160 million, were more than offset by increased land payments to the provinces, up $230 million.

PROVINCIAL SHARE

Provincial revenues from oil producing operations were 31.5% of the total in 1984 compared to 29.2% in 1983 -- up 13% ($830 million) to $7.3 billion. While all components of provincial revenues contributed to this increase, royalties and corporate income taxes, up $250 million and $240 million respectively, accounted for about 60% of increased receipts.

Higher production volumes led to the increase in royalty collections, despite the decline in the average rate of provincial royalty and freehold tax, as a percentage of upstream production revenues, from 22.3% to 20.8%. Alberta received $5.2 billion from this source, Saskatchewan $0.5 billion and British Columbia $0.2 billion. Corresponding figures for receipts of land payments were $703 million, $128 million and $104 million.

FEDERAL SHARE

The federal revenue share declined 24% to $3.4 billion resulting in 14.9% of total revenue available for sharing in 1984 vs. 20.5% in the previous year. The reduction in share was caused by a year-over-year rise of $800 million in the Petroleum Compensation Account deficit, primarily as a result of larger than anticipated payments to producers of oil qualifying for NORP prices. In addition, the reduction of the NGGLT rate to zero effective February 1, 1984 caused a drop in the NGGLT revenues from $760 million in 1983 to $30 million in 1984. Some $160 million in additional PIP grants were paid by the federal government in 1984.

Increased revenues from PGRT, Corporate Income Tax and the Oil Export Charge partially offset the lower receipts from the above-mentioned sources of federal revenue. Federal Corporate Income Taxes grew by only 7% due to the deferral in 1984 of taxes previously accrued.

---

(1) Total industry cash flow and income taxes were calculated by grossing up PMA data by a factor derived from the ratio of total industry upstream production to comparable production of PMA reporting companies, using the average results of smaller oil and gas producers as a basis for estimating the residual.

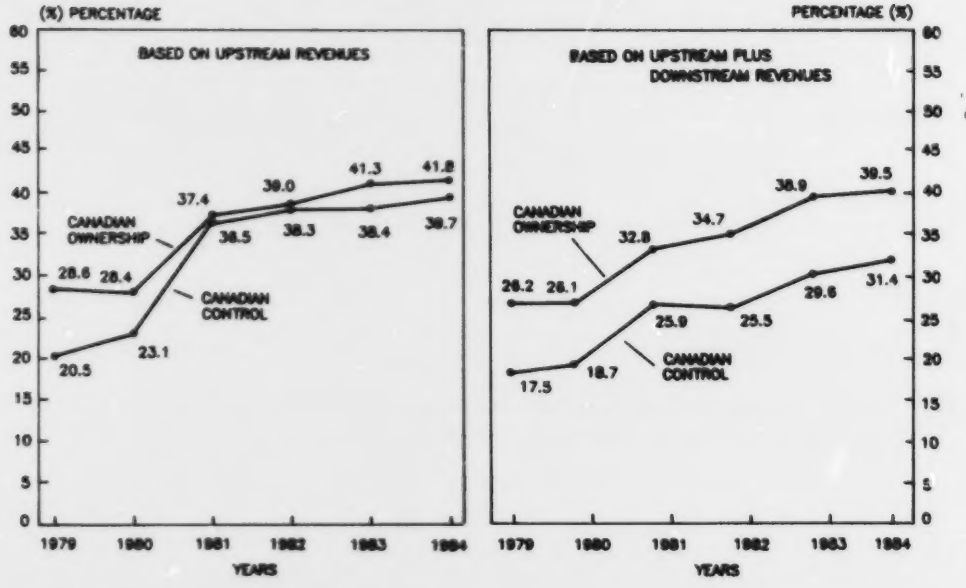
6 - OWNERSHIP AND CONTROL TRENDS[1]

Canadian ownership of the petroleum industry, based on upstream revenues, rose by half a percentage point in 1984 to 41.8% from 41.3% at year-end 1983. Portfolio purchases by Canadians of listed company shares, previously owned by non-resident investors, accounted for the fractional increase.

Canadian control of upstream revenues increased more than one percentage point to 39.7%, largely as a result of the higher rate of growth in natural gas sales by Canadian-controlled companies.

Appendix A-13 provides detail on this and other yardsticks for measuring ownership and control.

Chart 7. CANADIAN OWNERSHIP AND CONTROL OF THE PETROLEUM INDUSTRY



---

(1) The planned takeover of Gulf Canada by Olympia and York and the sale of 11.5% of Texaco Inc's share of Texaco Canada to the Canadian public, together with other transactions in the first half of 1985, would have a substantial impact on the levels of Canadian ownership and control of the oil and gas industry. Based on 1984 revenues these transactions, if completed, will have the following comparative effects in 1985:

		1984	Proforma mid-1985
		(%)	
Upstream Revenues:	Canadian Ownership	41.8	47.0
	Canadian Control	39.7	46.6
Upstream plus Downstream Revenues:	Canadian Ownership	39.5	47.1
	Canadian Control	31.4	41.6

Canadian ownership and control of upstream plus downstream revenues were up 0.6 and 1.8 percentage points in 1984 over 1983 to reach 39.5% and 31.4% respectively. The reason for the increase was the higher growth rate in the downstream revenues of Canadian-controlled companies when compared with that of the foreign-controlled companies.

Takeover activity in 1984 was not a significant factor in the changes affecting Canadian ownership and control.

Table 13. OWNERSHIP AND CONTROL BY COUNTRY AND SECTOR(a)

	Ownership		Control	
	1983	1984	1983	1984
	(%)		(%)	
United States	50.4	49.4	56.5	54.8
Other Foreign	10.7	11.1	13.9	13.8
TOTAL FOREIGN	61.1	60.5	70.4	68.6
Canadian Public Sector	11.8	12.3	11.0	11.6
Canadian Private Sector	27.1	27.3	18.6	19.8
TOTAL CANADIAN	38.9	39.5	29.6	31.4

NOTE: (a) Based on upstream plus downstream ('petroleum-related') revenues using ownership data as at year-end 1984.

7 - RESEARCH AND DEVELOPMENT ACTIVITIES

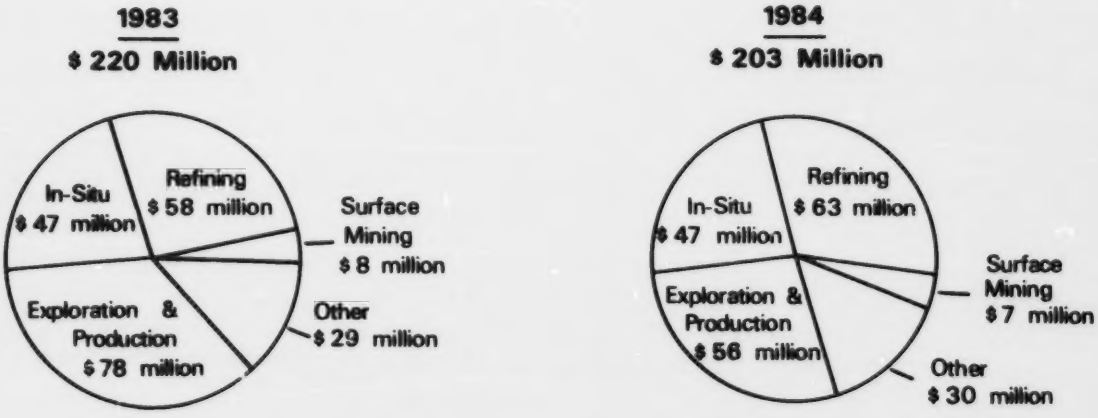
The petroleum industry spent $273 million on R&D activities in 1984, down 1% from 1983.(1) R&D performed by surveyed companies, i.e. 'in-house' expenditures, fell in 1984 while contract work performed by others rose strongly, returning to 1982 levels.

IN-HOUSE EXPENDITURES

PMA reporting companies spent $203 million on 'in-house' R&D expenditures in 1984, a decrease of 8% (Chart 8). Outlays for conventional exploration and production technologies suffered the most substantial decline (28%).(2) Refining R&D expenditures grew by 9% in 1984. 'In-house' research reported here does not include the activities of companies who purchased Scientific Research Tax Credits (SRTC) under the Income Tax Act, Part I, section 127.3, because the research was neither conducted by nor for these companies.

In their annual reports, several companies commented on their activities during 1984. Shell Canada Ltd's Calgary Research Centre, opened in 1983, reached full operations during 1984 and is conducting research into enhanced oil recovery, steam drive for bitumen recovery, material corrosion and production chemistry. Imperial Oil Ltd. made substantial progress on the construction of a new $8 million wing for its Sarnia, Ontario research facilities.

Chart 8. IN-HOUSE R&D EXPENDITURES BY ACTIVITY



(1) Data are drawn from responses to two Statistics Canada questionnaires, Research and Development in Canadian Industry and Energy R&D Expenditures by Area of Technology, made available to the PMA under an agreement pursuant to the Statistics Act. There may be a small element of 'double counting' as the reported amount of 'in-house' R&D may include contract work performed for other petroleum companies.

(2) A total of 30 PMA companies, mostly larger firms, reported R&D expenditures in 1984 compared to 29 companies in 1983. In 1983 the petroleum industry spent an amount equal to 0.6% of sales on 'in-house' R&D activities, while the average of all other non-financial industries was 1.6%.

Of the funds allocated to 'in-house' R&D activity, 90% were provided by the reporting companies. The remainder was obtained from federal and provincial government grants and from allocations by related companies. The latter relates principally to the granting of exclusive international R&D 'world product' mandates for specific areas of technology to Canadian subsidiaries by foreign parent companies.

The bulk of 'in-house' R&D activity in Canada was conducted in Alberta and Ontario, which accounted for 52% and 38% respectively of total outlays in 1984.

CONTRACT EXPENDITURES

Contract R&D expenditures by PMA reporting companies, both energy and non-energy related, totalled $70 million, up 25% from 1983 (Table 14). Research performed abroad on behalf of petroleum companies in Canada accounted for slightly less than 40% of total contract R&D expenditure, a decrease of 10 percentage points since 1983.

Table 14. CONTRACT R&D SPENDING IN CANADA AND ABROAD

	IN CANADA		ABROAD		TOTAL	
RECIPIENT	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	$ millions					
Parent and Affiliate Companies	$17	$21	$27[a]	$27[a]	$44	$48
Other Corporations	9	18	1	1	10	19
Research Institutions	2	3	-	-	2	3
TOTALS	28	42	28	28	56	70

NOTE: (a) Amounts of $22 million and $18 million represented outlays on energy-related technologies in 1983 and 1984 respectively. No breakdown is available between energy and non-energy components for contract activities in Canada.

8 - FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY : 1980-1984

Information drawn from five years of petroleum monitoring surveys provides a basis for comparing a number of characteristics of financial performance of the oil and gas industry over the period 1980-84. To provide users of this survey with some additional perspective -- even recognizing the distortions induced by inflation -- Table 15 presents data for 106 companies reporting to the Petroleum Monitoring Agency for which consistent statistics are available over the five years. Detailed operating data for these companies, representing 98% of the PMA's 1984 data base in terms of revenues, are shown in Appendix B, Schedules 9 and 10.

Table 15. FIVE-YEAR OPERATING SUMMARY : 1980-1984

	1980	1981	1982	1983	1984
			$ billions		
REVENUES					
Total Operations[a]	$44.2	$54.8	$58.9	$60.2	$64.2
Upstream	16.1	17.2	20.8	23.5	26.0
Downstream	24.8	32.5	33.4	32.2	33.4
NET INCOME					
Total Operations[a]	4.7	3.2	1.7	1.5	3.7
Upstream	2.9	1.6	1.9	2.5	3.1
Downstream	1.5	1.4	0.4	(0.1)	0.4
INTERNAL CASH FLOW					
Total Operations[a]	9.6	8.3	7.3	8.5	10.4
Upstream	6.7	5.1	5.7	7.2	8.2
Downstream	2.2	2.1	1.3	0.8	1.1
CAPITAL EXPENDITURES					
Upstream	6.9	6.8	6.3	6.6	7.5
Downstream	0.8	2.0	2.5	1.7	1.1
Other	0.6	1.3	1.6	1.1	0.8
Total in Canada	8.3	10.1	10.4	9.4	9.4
Expenditures Abroad	1.1	1.8	1.1	0.8	0.6
TOTAL CAPITAL OUTLAYS	9.4	11.9	11.5	10.2	10.0
DIVIDEND PAYMENTS	1.0	1.2	1.1	1.2	1.3
			(%)		
TOTAL REINVESTMENT RATIO[b]	97.8	133.5	138.5	101.0	79.7
UPSTREAM REINVESTMENT RATIO[b]	103.1	116.1	85.8	69.6	70.3
GNE DEFLATOR	100.0	110.6	122.0	128.7	132.5

NOTES: (a) Includes 'other Canadian' and foreign operations.
(b) For definitions see notes a and b, Appendix A-10

NOTEWORTHY TRENDS

Since the 1980-82 period was marked by unprecedented inflation in North America as reflected in the GNE deflator on Table 15, unrefined comparisons will inevitably distort indicated trends. On the other hand, adjustment for inflation cannot simply apply constant dollar factors to major income and cost components without elaborate explanations. These would be inappropriate in this survey, however, and have not been attempted.

The trends noted below, therefore, generally have been confined to those that can be expressed in terms that are not distorted by inflation.

1. Revenues rose by 46% to $64.2 billion from 1980 to 1984 -- growing at an average annual rate of 10%, about 3% faster than the general level of inflation measured by the GNE deflator. Higher wellhead prices for oil and natural gas fueled the growth in the upstream segment, which in turn provided the impetus for the growth in overall revenues. In addition, production of crude oil and natural gas liquids, at its lowest point in 1981, has climbed steadily to its historically highest level in 1984 which was well above the previous high of 1980. The 1984 increase in production is most remarkable since it occurred despite the decline in oil sands output due to the fire at Syncrude.

2. Net income bottomed out in 1983 at 2.5% of revenues from a peak of 10.7% in 1980 and has since increased to 5.7% of 1984 revenues. This level of net income in relation to revenues in 1984 compared to 1980 is largely attributable to the introduction of new energy taxes and the reduced downstream profits. In 1983 the relationship of net income to revenues was particularly low because of the large write-down of assets by one large Canadian-controlled company and the disappearance of downstream profits. Upstream profits, which were 18% of 1980 revenues, represented 13% of 1984 revenues.

3. Internal cash flow has dropped sharply as a percentage of revenue -- from 22% in 1980 to about 15% in the last two years. Although internal cash flow in 1984 exceeded the 1980 high, revenue growth was substantially higher. Upstream internal cash flow amounted to 32% of 1984 revenues vs. 41% in 1980. Downstream cash flow declined sharply in 1982 and 1983 because of intense price competition and has recovered in 1984 to about half of the 1980 peak level.

4. Capital expenditures peaked in 1981 and 1982, largely driven by heavy expenditures downstream and abroad. Expenditures declined in 1984 as downstream projects were completed and there was a reduction in investment abroad. Upstream expenditures, by contrast, were at their highest level in 1984 after reaching a low in 1982. Exploration expenditures on provincial lands grew faster in 1984 than those on Canada Lands.

5. The abnormally high reinvestment ratios for the period of 1981 to 1983 were due to heavy expenditures in downstream and other Canadian activities which were inelastic to short-term changes in cash flow.

6. Dividend payments increased steadily from 1980 to 1984 at an average annual rate of 8% per year. Most recently, the increase in dividend payments came largely from Canadian-controlled companies' payout on preferred shares.

APPENDICES

		Page
A	**SUPPLEMENTARY DATA**	
1.	The Year In Review	A-1
2	Petroleum and Natural Gas Supply and Demand Summary	A-2
3	Canadian Crude Oil Prices : 1979-1984	A-3
4	Changes to the Petroleum Compensation Charge and Similar Charges	A-4
5	Net Income by Sector and Segment	A-5
6	Comparison of Interest Charges with Income Before Taxes	A-6
7	PIP Grants by Area and Type of Expenditure	A-7
8	Well Completions and Metres Drilled in Canada	A-8
9	Gross Exploration Expenditures in Canada - By Area	A-9
10	Ratio of Capital Expenditures to Internal Cash Flow	A-10
11	Dividend Payments	A-11
12	Rates of Return: Petroleum and Other Industries	A-12
13	Canadian Ownership and Control by Category and Company Group	A-13
B	**COMPLETE SURVEY RESULTS**	
1	Income and Expense Statement	B-1
2	Financial Performance by Main Business Segments	B-8
3	Sources and Uses of Funds	B-12
4	Upstream Canadian Capital Expenditures by Location	B-13
5	Capital Expenditures by Activity	B-14
6	Balance Sheet	B-15
7	Volume and Value of Production	B-16
8	Upstream Operating Costs and Royalties	B-17
9	Income and Expense Statement: 1980-1984	B-18
10	Sources and Uses of Funds: 1980-1984	B-19
C	**GLOSSARY OF TERMS**	C-1
D	**PMA TERMS OF REFERENCE**	D-1

1984

THE YEAR IN REVIEW

Jan 01 The introduction of a recently enacted Income Tax Act definition of Canadian Exploration Expense was postponed for two years. Consequently, wells not coming into production within 12 months continued to qualify for 100% write off.

Jan A new NORP price calculation method came into effect. The system reflected international prices of crude oil landed in Montreal via the Portland pipeline with minimum lag.

Feb 01 The Alberta natural gas border price increased to $2.790 per gigajoule (from $2.634). The wholesale price at Toronto remained unchanged at $3.858 per gigajoule due to reduction of the Natural Gas and Gas Liquids Tax to zero, and the federal government's transport cost subsidization.

Feb 15 The suspension of the Incremental Oil Revenue Tax for a further year was announced in the federal budget.

Apr 13 The September 1981 Agreement between Canada and British Columbia was retroactively amended to extend the New Oil Reference Price to oil from infill wells and oil formerly receiving the Special Old Oil Price.

Jul 13 The federal government announced a new natural gas export policy which provided for free price negotiation, subject to review by the National Energy Board and approval by the Government of Canada.

Jul 27 Bill C-43, the Canada-Nova Scotia Oil and Gas Agreement Act was proclaimed.

Oct 29 The federal and producing provincial governments announced that the existing Amendments to the September 1981 Agreement on energy pricing and taxation were to be extended to January 31, 1985 (subsequently, to March 31, 1985) to provide sufficient time for renegotiation.

Nov 01 The federal government approved several gas export licence amendments to allow six Canadian companies to export gas to U.S. buyers at negotiated prices.

Nov The October cuts in North Sea and Nigerian crudes reduced the average NORP price by $1.47 per cubic metre for the month.

Dec December average crude price for NORP oils dropped by $2.85 per cubic metre.

PETROLEUM AND NATURAL GAS SUPPLY AND DEMAND SUMMARY[a]

		1983	1984	Increase (Decrease)
		(thousands m^3/day)		(%)
PETROLEUM[b]				
Production	- Crude Oil	230	244	6
	- Natural Gas Liquids[c]	44	48	9
	- TOTAL PRODUCTION	274	292	7
Net Exports[d]	- Crude Oil	8	18	120
	- Natural Gas Liquids	21	21	-
	- Refined Products	11	8	(31)
	- TOTAL NET EXPORTS	40	47	15
Consumption	- Natural Gas Liquids	21	25	20
	- Refined Products	228	226	(1)
	- TOTAL CONSUMPTION	249	251	1
		(millions m^3/day)		(%)
NATURAL GAS				
Production		178	194	9
Net Exports		55	59	6
Consumption		127	136	7
NEB Export Authorization		143	144	1

NOTES: (a) Figures represent total industry activity and are derived from a number of sources -- provincial governments, Energy, Mines and Resources Canada, and Statistics Canada.

(b) Petroleum includes conventional and synthetic crude oil and natural gas liquids (propane, butane and ethane) derived from gas plants and gas reprocessing plants. Data on production, net exports and consumption do not represent a complete supply/demand balance as industry's own use and stock changes are not shown.

Sources: Production -- Statistics Canada (Catalogue 26-006)
Net Exports -- EMR Oil Supply Branch
Consumption -- Statistics Canada (Catalogue 45-004)

(c) Includes refinery production of 9.1 thousand m^3/d in 1984.

(d) On a gross basis, petroleum imports (including exchange receipts) for 1983 and 1984 were 39 300 and 38 800 m^3/d (247 300 and 244 200 b/d) respectively, or 16% and 15% of domestic consumption in those periods.

CANADIAN CRUDE OIL PRICES : 1979-1984

	Conventional Old Oil Wellhead Price		Petroleum Compensation & Other Charges[a]		Cost Of Crude Oil Exclusive Of Transportation[b]		Refiner Acquisition Cost At Montreal	
	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)
1979								
Dec 31	13.75	86.53	0.85	5.35	14.60	91.88	15.65	98.49
1980								
Jan 1	14.75	92.83			15.60	98.18	16.65	104.78
Apr 1			1.00	6.29	15.75	99.12	16.80	105.72
Jul 12			1.75	11.01	16.50	103.84	17.73	111.57
Aug 1	16.75	105.41			18.50	116.42	19.73	124.16
Nov 1			2.55	16.04	19.30	121.45	20.53	129.20
1981								
Jan 1			5.05	31.77	21.80	137.18	23.07	145.18
Jan 1	17.75	111.70			22.80	143.47	24.07	151.47
Mar 3			5.80	36.52	23.55	148.22	25.01	157.39
May 1			6.95	43.77	24.70	155.47	26.16	164.62
Jun 3			8.05	50.66	25.80	162.36	27.26	171.51
Jun 3			9.30	58.53	27.05	170.23	28.51	179.41
Jul 1	18.75	117.99			28.05	176.52	29.52	185.77
Sep 22					28.05	176.52	29.51	185.71
Oct 1	21.25	133.73			30.55	192.26	32.02	201.50
Dec 1			7.45	46.89	28.70	180.62	30.24	190.30
1982								
Jan 1	23.50	147.89			30.95	194.78	32.54	204.77
Jul 1	25.75	162.05			33.20	208.94	34.90	219.63
1983								
Jan 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	35.79	225.25
Jun 30	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.03	226.75
Sep 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.40	229.06
Dec 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.42	229.17
1984								
Jan 1	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.64	230.55
Jun 30	29.75	187.22	4.91	30.89	34.66	218.11	36.65	230.64
Nov 10	29.75	187.22	7.69	48.39	37.44	235.61	39.44	248.21

NOTES: (a) See Appendix A-4 for detail pertaining to these charges.
(b) Gathering and transportation costs make up the difference between the blended price of Canadian crude oil, exclusive of transportation and the refiner acquisition cost at Montreal. These costs amounted to $12.60/m^3 ($2.00/bbl) in November 1984.

Appendix A-4

CHANGES TO THE PETROLEUM COMPENSATION CHARGE AND SIMILAR CHARGES

	Type of Change	Change		Level Of Total Charges	
		($/bbl)	($/m^3)	($/bbl)	($/m^3)
1980					
Apr 1	PCC Increase	0.15	0.94	1.00	6.29
Jul 2	PCC Increase	0.75	4.72	1.75	11.01
Nov 1	PCC Increase	0.80	5.03	2.55	16.04
1981					
Jan 1	PCC Increase	2.50	15.73	5.05	31.77
Mar 3	SCC Imposed	0.75	4.75	5.80	36.52
May 1	COSC Imposed	1.15	7.25	6.95	43.77
Jun 3	SCC Increase	1.10	6.89	8.05	50.66
Jun 3	PCC Increase	1.25	7.87	9.30	58.53
Sep 22	SCC Abolished	(1.85)	(11.64)		
	PCC Increase	1.85	11.64	9.30	58.53
Nov 30	PCC Decrease	(1.85)	(11.64)	7.45	46.89
1982	No changes	-	-	7.45	46.89
1983					
Jan 1	PCC Decrease	(2.54)	(16.00)	4.91	30.89
1984					
Nov 10	PCC Increase	2.78	17.50	7.69	48.39

NOTE: PCC Petroleum Compensation Charge

SCC Special Compensation Charge

COSC Canadian Ownership Special Charge

NET INCOME BY SECTOR AND SEGMENT

	1983	1984	Increase (Decrease)	
	------ $ millions ------			(%)
CANADIAN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	308	798	490	159
Downstream	(46)	28	74	-
Other Canadian Operations	(620)	138	758	-
Foreign Activities	(202)	216	418	-
Total Canadian-Controlled	(560)	1180	1740	-
FOREIGN-CONTROLLED COMPANIES				
Upstream	2193	2293	100	5
Downstream	(30)	344	374	-
Other Canadian Operations	(78)	(140)	(62)	-
Foreign Activities	8	19	11	131
Total Foreign-Controlled	2093	2516	423	20
TOTAL INDUSTRY				
Upstream	2501	3091	590	24
Downstream	(76)	372	448	-
Other Canadian Operations	(698)	(2)	696	-
Foreign Activities	(194)	235	429	-
TOTAL INDUSTRY	1533	3696	2163	141

COMPARISON OF INTEREST CHARGES WITH INCOME BEFORE TAXES[a]

	(1) Income Before Taxes	(2) Interest Charges Incurred	(3) Ratio of Column (2) to (1)
	---- $ millions ----		(%)
Integrateds and Refiners	4799	773	16
Oil and Gas Producers			
Senior Producers	4700	1403	30
Junior Producers	1625	993	61
Total Oil and Gas Producers	6325	2396	38
TOTAL INDUSTRY	11124	3169[b]	28
Canadian-Controlled	4580	2417	53
Foreign-Controlled	6544	752	11

NOTES: (a) The figures in Column 1 represent the total of income before taxes from total operations and expensed interest. Column 2 shows total interest charges incurred (both expensed and capitalized). Column 3 is the ratio of Column 2 to Column 1.

(b) In addition to the $2.8 billion of interest charges expensed in 1984, $410 million was capitalized (almost all by Canadian-controlled companies).

PIP GRANTS BY AREA AND TYPE OF EXPENDITURE

	Exploration	Development & Production	TOTAL	Canadian-Controlled	Foreign-Controlled
			$ millions		
British Columbia					
1983	14	2	16	16	-
1984	20	4	24	24	-
Alberta					
1983	163	76	239	239	-
1984	181	79	260	260	-
Saskatchewan					
1983	14	11	25	25	-
1984	22	17	39	39	-
Other Provinces					
1983	4	4	7	7	-
1984	4	1	5	5	-
Beaufort Sea					
1983	442	-	442	410	32
1984	540	-	540	495	45
Labrador East					
1983	388	-	388	344	44
1984	440	-	440	408	32
Atlantic Shelf South					
1983	351	-	351	312	39
1984	317	-	317	295	22
Other Canada Lands					
1983	71	-	71	65	6
1984	96	-	96	90	6
TOTAL					
1983	1446	93	1539	1418	121
1984	1620	101	1721	1616	105

NOTE: PIP grants are incentives to qualifying enterprises carrying out exploration, development and production activities in Canada. The Government of Alberta administers and pays the incentives for activities within that province, and the Government of Canada administers the program elsewhere in Canada.

Appendix A-8

WELL COMPLETIONS AND METRES DRILLED IN CANADA

	EXPLORATORY			DEVELOPMENT		
	1983	1984	Increase (Decrease) (%)	1983	1984	Increase (Decrease) (%)
WELL COMPLETIONS (Number of Wells)						
British Columbia	26	127	388	42	56	33
Alberta	1480	1811	22	3300	3762	14
Saskatchewan	493	729	48	1263	2175	72
Other Provinces	101	100	(1)	293	312	6
Northern Canada[a]	12	22	83	31	35	13
Offshore[b]	23	20	(13)	-	-	-
TOTAL	2135	2809	32	4929	6340	29
METRES DRILLED (Thousands)						
British Columbia	57	141	147	65	73	12
Alberta	2332	2843	22	3792	4133	9
Saskatchewan	471	787	67	1125	1894	68
Other Provinces	89	67	(25)	227	239	5
Northern Canada[a]	29	69	138	25	24	(4)
Offshore[b]	103	84	(18)	-	-	-
TOTAL	3081	3991	30	5234	6363	22

NOTES: (a) All areas in Canada North of 60°, including Hudson Bay.

(b) East coast and West coast offshore areas.

SOURCE: Oilweek, February 4, 1985

GROSS EXPLORATION EXPENDITURES IN CANADA -- BY AREA

	1983	1984	Increase (Decrease)
	-- $ millions --		(%)
PROVINCIAL LANDS			
British Columbia	133	223	68
Alberta	1731	2086	21
Saskatchewan	183	212	16
Other Provinces	37	30	(18)
TOTAL PROVINCIAL LANDS	2084	2551	22
CANADA LANDS			
Beaufort Sea	781	751	(4)
Labrador East	671	792	18
Atlantic Shelf South	597	594	(1)
Other Canada Lands	147	162	10
TOTAL CANADA LANDS	2196	2299	5
TOTAL CANADA	4280	4850	13

Appendix A-10

RATIO OF CAPITAL EXPENDITURES TO INTERNAL CASH FLOW

	Total[a]		Upstream[b]		Upstream[c] plus Downstream	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	(%)		(%)		(%)	
Integrateds and Refiners	106	75	61	68	90	73
Oil and Gas Producers						
Senior Producers	77	69	67	61	68	62
Junior Producers	141	119	101	106	110	108
Total Oil and Gas Producers	97	85	77	73	79	75
TOTAL INDUSTRY	101	80	70	71	84	74
Canadian-Controlled	118	92	83	78	92	81
Foreign-Controlled	89	71	61	66	80	69

NOTES: (a) Total capital expenditures (net of PIP and other incentive grants) as a percentage of total internal cash flow. The calculations do not reflect changes in inventories. Had changes in inventories been included the reinvestment rate would have been 86% in 1984 vs. 94% in 1983.

(b) Upstream capital expenditures (net of PIP and other incentive grants) in Canada as a percentage of upstream cash flow.

(c) Upstream plus downstream ('petroleum-related') capital expenditures in Canada as a percentage of internal cash flow generated by petroleum-related activities.

DIVIDEND PAYMENTS

	1983	1984	Per cent of Net Income[a] 1983	1984
	- $ millions -		(%)	
Integrateds and Refiners	723	775	72	38
Oil and Gas Producers				
Senior Producers	340	359	110	25
Junior Producers	97	171	44	83
Total Oil and Gas Producers	437	531	83	32
TOTAL INDUSTRY	1160	1305	76	35
Canadian-Controlled	406	477	(72)[b]	40
Foreign-Controlled	754	828	36	33

NOTES: (a) Derived by dividing dividend payments for each company group by their net income on total operations (Appendix B, Schedule 1).

(b) This results from relating positive dividends to negative net income for the group as a whole.

RATES OF RETURN: PETROLEUM AND OTHER INDUSTRIES

	1979	1980	1981	1982	1983	1984
			(%)			
SHAREHOLDERS' EQUITY[a]						
PETROLEUM	22.8	21.2	11.1	8.0	5.0	10.0
OTHER NON-FINANCIAL	16.1	14.8	11.3	5.0	8.6	10.3
Manufacturing	16.7	15.2	11.3	3.9	9.5	12.2
Mining	21.8	19.0	7.4	(1.8)	1.6	2.7
Other Industries	13.7	13.0	12.5	8.4	9.6	10.3
CAPITAL EMPLOYED[b]						
PETROLEUM	14.8	14.1	8.2	7.2	5.0	7.7
OTHER NON-FINANCIAL	10.9	10.3	8.7	5.1	7.0	8.1
Manufacturing	12.5	11.5	9.3	4.3	7.9	9.7
Mining	15.7	13.6	6.2	4.4	1.8	3.7
Other Industries	8.6	8.6	8.8	6.9	7.1	7.5

SOURCE: Statistics Canada 61-003, Industrial Corporations Quarterly.

NOTES: (a) Return on equity is defined as net profit after tax and extraordinary items, divided by average book equity. It measures the rate of return on shareholders' investment (paid-in capital and retained earnings). This measure is often used to compare the performance of companies that may vary by type and by size.

(b) Capital employed is defined as total assets, less current liabilities. The net income figures used to compute rate of return on capital employed have been adjusted by adding the after-tax interest expense on borrowed funds.

CANADIAN OWNERSHIP AND CONTROL BY COMPANY GROUP AND CATEGORY

	OWNERSHIP		CONTROL	
	1983	1984	1983	1984
	(%)		(%)	
UPSTREAM PLUS DOWNSTREAM REVENUES[a]				
Integrateds and Refiners	37.1	37.6	22.1	23.5
Oil and Gas Producers	43.9	45.0	51.1	53.1
TOTAL INDUSTRY[b]	38.9	39.5	29.6	31.4
UPSTREAM REVENUES				
Integrateds and Refiners	38.3	38.3	20.0	21.0
Oil and Gas Producers	43.5	44.2	51.7	52.3
TOTAL INDUSTRY[b]	41.3	41.8	38.4	39.7
OTHER MEASUREMENT BASES				
REVENUES				
Natural Gas	44.0	45.7	44.9	47.6
Crude Oil	39.3	39.3	33.3	34.2
Downstream	37.1	37.8	23.1	24.8
EXPLORATION EXPENDITURES	62.0	63.7	65.5	66.1
TOTAL ASSETS IN CANADA	52.3	51.4	54.2	52.1

NOTES: (a) Many petroleum companies have operations in non petroleum-related fields which are not included here. Upstream plus downstream revenues have been taken as a substitute for a more specifically defined figure reflecting every aspect of the Canadian petroleum industry.

(b) The planned takeover of Gulf Canada Ltd. by Canadian concerns in 1985, if completed, will have a considerable impact on the levels of Canadian ownership and control. In addition, Texaco Canada Inc. made a new share issue to the public. Had these transactions occurred in 1984, Canadian ownership and control of petroleum-related activities would have increased by 7% and 10% respectively. Canadian ownership and control of upstream revenue would have increased 5% and 7% respectively.

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT - ALL OPERATIONS

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
TOTAL INDUSTRY															
TOTAL REVENUES	23829	26285	10.3	32280	33415	3.5	2944	3075	4.5	1565	1677	7.1	60539	64452	6.5
PSRT, NGGLT & IGRT	2022	2211	9.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	2022	2211	9.4
ROYALTIES AND TAXES	6676	6366	4.8	2015	2175	8.0	2	27	-	50	72	42.9	8143	8640	6.1
TOTAL REVENUE AFTER ROY.	15731	17708	12.6	30186	31240	3.5	2942	3048	3.6	1515	1605	6.0	50373	53801	6.4
COST OF GOODS SOLD	0	0	-	26659	26883	0.8	1197	1064	-11.1	378	146	-61.5	28233	28093	-0.5
INTEREST EXPENSES	1427	1681	12.2	249	338	35.7	696	659	-5.3	123	160	29.8	2496	2758	10.5
OPERATING COSTS	3751	4287	14.2	2686	2707	0.8	923	814	-11.7	400	497	24.4	7759	8302	7.0
R&D COST(EXCL. OIL SAND)	51	64	27.3	63	68	8.3	8	9	10.7	1	1	22.2	122	142	16.4
OTHER EXPENSES	579	542	-6.4	189	174	-7.6	151	229	52.1	28	52	85.1	946	997	5.4
OIL SANDS R&D EXPENSED	36	27	-25.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	36	27	-25.7
R&D EXPENSED	821	751	-8.6	0	0	-	49	46	-6.0	1	1	126.7	872	802	-8.0
DEPRECIATION	686	718	4.5	575	612	6.4	199	213	11.7	119	123	2.5	1579	1701	7.7
DEPLETION	1084	1329	22.6	0	0	-	6	10	51.6	244	182	-14.7	1334	1520	21.2
WRITE-OFFS & AMORT.	1045	618	-40.9	61	30	-50.8	577	38	-93.3	254	106	-58.1	1937	793	-59.1
NON-CASH CHARGES AND E&D	3672	3439	-6.3	636	642	0.9	831	346	-58.4	621	516	-16.9	5760	4943	-14.2
INCOME BEFORE TAXES	6252	7778	24.4	-296	426	-	-863	-73	-	-36	232	-	5057	8366	65.4
FEDERAL INCOME TAX	2261	2300	1.6	-332	2	-	-65	-166	-	108	154	47.6	1969	2291	17.5
PROVINCIAL INCOME TAX	364	424	62.5	-114	3	-	-19	-54	-	-0	-0	-	282	372	127.5
CURRENT INCOME TAX	2625	2924	11.4	-445	5	-	-83	-220	-	104	154	47.9	2201	2663	30.1
INC. AFT. CURR. INC. TAX	3626	4854	33.9	149	423	183.5	-780	147	-	-140	78	-	2856	5503	92.7
DEFERRED INCOME TAX	1281	1771	47.4	216	85	-60.5	-82	59	-	54	52	-3.9	1389	1967	41.6
NET INCOME AFTER TAXES	2425	3084	27.1	-67	338	-	-698	88	-	-194	26	-	1467	3536	141.1
EXTR. GAINS OR LOSSES	75	7	-90.2	-9	35	-	0	-91	-	-0	289	-	66	160	142.1
NET INC. AFT. EXTR. ITEM	2501	3091	23.6	-76	372	-	-698	-2	-	-194	235	-	1533	3696	141.1
INTERNAL CASH FLOW	7298	8293	13.6	785	1065	35.6	51	493	-	481	594	23.5	8616	10446	21.2

Appendix B-1

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT - ALL OPERATIONS

	------UPSTREAM------			-----DOWNSTREAM-----			--OTHER OPERATIONS--			-FOREIGN ACTIVITIES-			--TOTAL OPERATIONS--		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
INTEGRATERS & REFINERS	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
TOTAL REVENUES	9981	10567	5.9	31554	33140	5.0	1391	1612	15.9	101	109	8.1	43028	45429	5.6
PORT. MSBLT & IORT	907	914	0.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	907	914	0.8
ROYALTIES AND TAXES	2703	2689	-0.5	1969	2172	10.3	2	3	38.0	0	0	-	4674	4865	4.1
TOTAL REVENUE AFTER ROY.	6371	6963	9.3	29585	30968	4.7	1388	1609	15.9	101	109	8.1	37446	39650	5.9
COST OF GOODS SOLD	0	0	-	26285	26763	2.1	852	862	1.2	0	0	-100.0	27057	27625	2.1
INTEREST EXPENSES	112	82	-26.6	226	298	32.1	368	324	-11.9	5	4	-8.0	710	709	-0.2
OPERATING COSTS	1621	1841	13.6	2611	2634	0.9	271	243	-10.3	13	42	213.5	4516	4760	5.4
R&D COST(EXCL. OIL SAND)	32	44	35.1	62	68	9.6	5	7	43.5	0	0	-	99	119	19.6
OTHER EXPENSES	143	100	-30.8	183	174	-4.8	58	52	-10.7	0	1	94.3	384	326	-15.0
OIL SANDS R&D EXPENSED	38	18	-39.0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	38	18	-39.0
R&D EXPENSED	414	386	-6.7	0	0	-	35	24	-25.7	0	0	-	451	414	-8.2
DEPRECIATION	278	271	-2.5	542	574	5.8	82	118	44.0	2	3	27.1	904	966	6.9
DEPLETION	227	296	30.4	0	0	-	2	2	-24.7	14	17	19.3	243	315	29.5
WRITE-OFFS & AMORT.	214	251	17.0	64	34	-47.2	133	20	-84.6	1	4	283.5	411	308	-25.1
NON-CASH CHARGES AND E&D	1164	1223	5.1	606	607	0.3	252	164	-34.1	17	24	45.4	2039	2022	-0.9
INCOME BEFORE TAXES	3299	3673	11.3	-306	425	-	-618	-45	-	66	38	-41.6	2641	4090	54.9
FEDERAL INCOME TAX	1112	1263	13.5	-315	-5	-	-32	-148	-	22	29	33.2	788	1139	44.6
PROVINCIAL INCOME TAX	269	347	28.9	-119	1	-	-9	-48	-	0	0	-	141	300	112.6
CURRENT INCOME TAX	1381	1609	16.5	-434	-5	-	-41	-195	-	22	29	33.2	928	1438	54.9
INC. AFT. CURR. INC. TAX	1918	2063	7.6	128	430	236.5	-377	150	-	44	9	-79.2	1712	2652	54.9
DEFERRED INCOME TAX	535	530	-0.9	230	94	-59.3	-68	174	-	3	-5	-	699	793	13.4
NET INCOME AFTER TAXES	1383	1534	10.9	-103	336	-	-309	-24	-	41	14	-66.4	1013	1859	83.5
EXTR. GAINS OR LOSSES	0	0	-	-9	35	-	0	-35	-	0	204	-	-9	203	-
NET INC. AFT. EXTR. ITEM	1383	1534	10.9	-112	370	-	-309	-59	-	41	217	-	1004	2062	105.5
INTERNAL CASH FLOW	3082	3287	6.6	734	1037	41.4	-125	316	-	61	34	-44.6	3752	4674	24.6

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT - ALL OPERATIONS

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
JUNIOR OIL & GAS PRODUCERS	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
TOTAL REVENUES	3546	4229	19.2	66	65	-0.9	602	600	-0.3	809	943	16.6	5023	5837	16.2
PORT, NG&LT & IORT	264	334	26.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	264	334	26.5
ROYALTIES AND TAXES	863	1043	20.9	0	0	-	0	0	-	13	10	-19.5	876	1054	20.3
TOTAL REVENUE AFTER ROY.	2418	2851	17.9	66	65	-0.9	602	600	-0.3	796	933	17.2	3883	4449	14.6
COST OF GOODS SOLD	0	0	-	30	41	38.3	257	202	-21.4	50	37	-27.1	337	280	-17.0
INTEREST EXPENSES	683	585	-2.9	16	36	128.3	60	69	14.2	89	116	30.6	767	805	5.0
OPERATING COSTS	519	655	26.3	14	7	-45.6	210	176	-16.4	266	322	20.9	1009	1160	15.0
R&D COST(EXCL. OIL SAND)	2	2	3.7	1	0	-100.0	1	0	-28.7	1	1	22.2	4	4	-13.6
OTHER EXPENSES	165	160	-3.2	1	1	-13.5	9	64	-	27	24	-11.2	201	248	23.0
OIL SANDS R&D EXPENSED	2	2	-15.1	0	0	-	0	0	-	0	0	-	2	2	-15.1
E&D EXPENSED	62	35	-43.5	0	0	-	10	5	-48.2	1	1	-3.6	72	39	-46.1
DEPRECIATION	130	115	-11.9	6	14	141.1	41	42	2.5	91	105	15.7	268	276	3.0
DEPLETION	340	451	32.4	0	0	-	0	5	-	116	122	6.3	456	575	25.3
WRITE-OFFS & AMORT.	131	149	13.4	0	0	-	6	23	251.6	107	69	-35.8	245	240	-1.9
NON-CASH CHARGES AND E&D	666	751	12.8	6	14	141.1	57	70	22.6	314	297	-5.3	1043	1133	8.6
INCOME BEFORE TAXES	465	698	50.1	-1	-34	-	8	20	144.7	50	137	175.5	521	820	57.2
FEDERAL INCOME TAX	51	80	57.2	1	1	-13.0	-3	-0	-	68	83	22.6	117	164	40.3
PROVINCIAL INCOME TAX	-99	-49	-	0	0	-16.9	-0	-0	-	0	0	-	-99	-49	-
CURRENT INCOME TAX	-48	31	-	1	1	-12.4	-3	-1	-	68	83	22.7	18	115	-
INC. AFT. CURR. INC. TAX	512	667	30.1	-2	-36	-	11	20	79.1	-18	54	-	503	705	40.1
DEFERRED INCOME TAX	296	376	27.3	-11	-4	-	14	12	-15.8	52	58	11.9	351	443	26.3
NET INCOME AFTER TAXES	217	290	33.9	9	-32	-	-3	9	-	-70	-5	-	153	262	71.8
EXTR. GAINS OR LOSSES	66	-2	-	0	0	-	0	-56	-	-0	2	-	66	-56	-
NET INC. AFT. EXTR. ITEM	283	289	2.0	9	-32	-	-3	-47	-	-71	-3	-	218	206	-5.4
INTERNAL CASH FLOW	1178	1418	20.3	4	-21	-	69	90	31.9	296	351	18.6	1546	1838	18.8

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT - ALL OPERATIONS

	UPSTREAM 1983	UPSTREAM 1984	UPSTREAM CHANGE	DOWNSTREAM 1983	DOWNSTREAM 1984	DOWNSTREAM CHANGE	OTHER OPERATIONS 1983	OTHER OPERATIONS 1984	OTHER OPERATIONS CHANGE	FOREIGN ACTIVITIES 1983	FOREIGN ACTIVITIES 1984	FOREIGN ACTIVITIES CHANGE	TOTAL OPERATIONS 1983	TOTAL OPERATIONS 1984	TOTAL OPERATIONS CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
SENIOR OIL & GAS PRODUCERS															
TOTAL REVENUES	10302	11490	11.5	580	210	-63.8	951	863	-9.3	655	624	-4.7	12488	13186	5.6
PGRT, MGGLT & IORT	851	963	13.2	0	0	-	0	0	-	0	0	-	851	963	13.2
ROYALTIES AND TAXES	2510	2634	4.9	46	3	-93.8	0	24	-	37	61	64.2	2593	2722	5.0
TOTAL REVENUE AFTER ROY.	6941	7894	13.7	535	207	-61.3	951	839	-11.8	617	563	-8.9	9044	9502	5.1
COST OF GOODS SOLD	0	0	-	424	79	-81.4	88	0	-99.8	327	109	-66.5	840	189	-77.6
INTEREST EXPENSES	713	934	31.0	8	4	-45.8	268	266	-0.4	30	40	33.4	1018	1244	22.2
OPERATING COSTS	1612	1787	10.9	62	66	7.5	441	395	-10.4	120	134	11.3	2234	2382	6.6
R&D COST(EXCL. OIL SAND)	16	19	14.6	0	0	-100.0	2	1	-48.7	0	0	-	19	20	6.5
OTHER EXPENSES	271	282	4.2	5	0	-100.0	84	114	36.0	1	23	-	361	424	17.3
OIL SANDS R&D EXPENSED	4	7	69.2	0	0	-	0	0	-	0	0	-	4	7	69.2
E&D EXPENSED	344	328	-4.6	0	0	-	3	16	368.8	1	5	238.9	349	349	0.1
DEPRECIATION	278	330	18.6	27	23	-12.2	76	92	21.2	26	13	-48.9	407	459	12.8
DEPLETION	517	582	12.6	0	0	-	4	5	41.1	117	142	21.6	638	730	14.4
WRITE-OFFS & AMORT.	699	218	-68.8	-2	-5	-	438	-4	-	146	34	-76.7	1281	244	-80.9
NON-CASH CHARGES AND E&D	1842	1465	-20.5	24	20	-17.6	522	109	-79.0	290	194	-33.0	2678	1788	-33.2
INCOME BEFORE TAXES	2488	3408	37.0	11	38	241.0	-454	-47	-	-151	57	-	1894	3456	82.4
FEDERAL INCOME TAX	1078	957	-11.2	-18	7	-	-30	-18	-	15	42	183.8	1045	988	-5.4
PROVINCIAL INCOME TAX	214	327	52.4	5	2	-62.3	-10	-6	-	-0	-0	-	209	322	53.7
CURRENT INCOME TAX	1292	1284	-0.6	-13	9	-	-39	-24	-	14	42	188.8	1254	1310	4.4
INC. AFT. CURR. INC. TAX	1196	2124	77.6	24	29	21.7	-414	-23	-	-166	16	-	640	2146	235.3
DEFERRED INCOME TAX	371	864	133.0	-3	-5	-	-28	-127	-	-1	-2	-	339	731	115.7
NET INCOME AFTER TAXES	825	1260	52.7	27	34	23.6	-387	104	-	-165	17	-	301	1415	370.0
EXTR. GAINS OR LOSSES	10	9	-7.0	0	0	-	0	0	-	0	4	-	10	13	29.9
NET INC. AFT. EXTR. ITEM	835	1269	52.0	27	34	23.6	-387	104	-	-165	21	-	311	1427	359.4
INTERNAL CASH FLOW	3038	3589	18.1	48	49	2.0	107	86	-19.5	125	210	68.4	3318	3934	18.6

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT - ALL OPERATIONS

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
TOTAL OIL & GAS PRODUCERS															
TOTAL REVENUES	13848	15719	13.5	646	275	-57.4	1553	1463	-5.8	1464	1567	7.1	17511	19023	8.6
PGRT, MGGLT & IORT	1115	1297	16.3	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1115	1297	16.3
ROYALTIES AND TAXES	3373	3677	9.0	46	3	-93.8	0	24	-	50	72	42.9	3469	3775	8.8
TOTAL REVENUE AFTER ROY.	9360	10744	14.8	600	272	-54.7	1553	1439	-7.3	1414	1496	5.8	12927	13951	7.9
COST OF GOODS SOLD	0	0	-	454	120	-73.5	345	202	-41.5	377	146	-61.3	1177	468	-60.2
INTEREST EXPENSES	1315	1519	15.5	24	40	69.4	328	335	2.2	118	155	31.3	1785	2050	14.8
OPERATING COSTS	2130	2442	14.6	75	74	-2.2	651	571	-12.3	386	456	17.9	3243	3542	9.2
R&D COST(EXCL. OIL SAND)	18	21	13.5	1	0	-100.0	3	2	-44.3	1	1	22.2	23	24	2.9
OTHER EXPENSES	436	442	1.4	6	1	-91.4	93	178	91.2	28	52	85.0	563	671	19.4
OIL SANDS R&D EXPENSED	6	9	40.2	0	0	-	0	0	-	0	0	-	6	9	40.2
E&D EXPENSED	405	363	-10.5	0	0	-	13	19	47.5	2	6	136.8	421	388	-7.8
DEPRECIATION	408	443	8.6	32	38	15.9	117	134	14.6	117	119	1.5	675	735	8.9
DEPLETION	237	1033	20.5	0	0	-	4	8	99.0	232	264	14.0	1093	1305	19.4
WRITE-OFFS & AMORT.	831	347	-55.8	-2	-3	-	445	18	-95.9	253	103	-59.4	1526	485	-68.2
NON-CASH CHARGES AND E&D	2508	2216	-11.6	30	34	13.8	579	179	-69.0	604	492	-18.7	3721	2921	-21.5
INCOME BEFORE TAXES	2953	4186	39.8	10	3	-66.8	-446	-28	-	-102	194	-	2416	4275	77.0
FEDERAL INCOME TAX	1129	1038	-8.1	-17	8	-	-33	-18	-	83	125	51.5	1162	1152	-0.8
PROVINCIAL INCOME TAX	115	277	140.1	5	2	-58.1	-10	-7	-	-0	-0	-	111	273	146.5
CURRENT INCOME TAX	1244	1315	5.7	-11	10	-	-43	-25	-	82	125	51.9	1272	1425	12.0
INC. AFT. CURR. INC. TAX	1708	2791	63.4	22	-7	-	-403	-5	-	-184	69	-	1143	2851	149.4
DEFERRED INCOME TAX	667	1241	86.1	-15	-9	-	-14	-115	-	51	57	10.6	690	1174	70.2
NET INCOME AFTER TAXES	1042	1550	48.8	36	2	-94.6	-389	112	-	-235	13	-	454	1677	269.6
EXTR. GAINS OR LOSSES	75	7	-90.2	0	0	-	0	-56	-	-0	5	-	75	-43	-
NET INC. AFT. EXTR. ITEM	1118	1557	39.3	36	2	-94.6	-389	56	-	-235	18	-	529	1634	208.9
INTERNAL CASH FLOW	4216	5006	18.7	52	28	-46.4	176	177	0.6	421	561	33.3	4864	5772	18.7

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT - ALL OPERATIONS

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)
CANADIAN CONTROLLED COMPANIES															
TOTAL REVENUES	9188	10439	13.6	7246	8031	10.8	2405	2304	-4.2	1369	1306	-4.6	20208	22080	9.3
PERT, MGGLT & IORT	703	825	17.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	703	825	17.4
ROYALTIES AND TAXES	2082	2173	4.4	441	471	6.8	1	7	-	28	24	-14.7	2552	2675	4.8
TOTAL REVENUE AFTER ROY.	6402	7440	16.2	6805	7560	11.1	2404	2297	-4.4	1341	1282	-4.4	16953	18580	9.6
COST OF GOODS SOLD	0	0	-	5989	6530	9.0	1135	1004	-11.5	377	146	-61.3	7502	7681	2.4
INTEREST EXPENSES	1196	1421	18.8	125	192	53.4	407	342	-16.0	101	127	25.8	1830	2082	13.8
OPERATING COSTS	1533	1772	15.6	383	475	23.9	673	521	-22.6	349	394	12.9	2939	3162	7.6
R&D COST(EXCL. OIL SAND)	4	3	-23.1	1	1	-56.1	3	1	-81.9	1	1	22.2	10	6	-39.8
OTHER EXPENSES	381	375	-1.6	188	172	-8.4	138	209	51.3	31	45	44.9	739	802	8.5
OIL SANDS R&D EXPENSED	2	2	-20.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	2	2	-20.4
E&D EXPENSED	45	13	-71.7	0	0	-	10	3	-68.7	0	1	231.5	55	17	-69.5
DEPRECIATION	340	353	-1.8	243	229	-5.8	144	170	17.9	100	114	13.9	846	865	2.3
DEPLETION	852	1051	23.3	0	0	-	6	9	58.0	222	222	-0.0	1080	1282	18.7
WRITE-OFFS & AMORT.	708	95	-86.6	20	17	-15.2	594	5	-99.2	221	67	-69.5	1543	184	-88.1
NON-CASH CHARGES AND E&D	1966	1513	-23.1	263	246	-6.5	754	187	-75.2	543	404	-25.6	3526	2350	-33.4
INCOME BEFORE TAXES	1321	2356	78.4	-144	-55	-	-706	34	-	-62	164	-	408	2498	-
FEDERAL INCOME TAX	365	97	-73.6	-4	-35	-	-21	-15	-	87	109	25.5	427	156	-63.5
PROVINCIAL INCOME TAX	-59	45	-	-3	-18	-	-4	-4	-	-0	-0	-	-66	22	-
CURRENT INCOME TAX	307	142	-53.8	-7	-54	-	-26	-19	-	87	109	25.7	361	178	-50.7
INC. AFT. CURR. INC. TAX	1014	2214	118.4	-137	-1	-	-681	53	-	-149	55	-	47	2321	-
DEFERRED INCOME TAX	738	1448	96.2	-84	5	-	-61	-130	-	54	48	-11.1	646	1371	112.2
NET INCOME AFTER TAXES	276	766	177.7	-53	-6	-	-619	183	-	-202	7	-	-599	950	-
EXTR. GAINS OR LOSSES	32	32	-0.2	7	35	387.6	0	-45	-	-0	209	-	39	230	-
NET INC. AFT. EXTR. ITEM	308	798	159.3	-46	29	-	-619	138	-	-203	216	-	-560	1180	-
INTERNAL CASH FLOW	2980	3727	25.1	126	244	94.7	73	240	228.6	395	459	16.3	3573	4670	30.7

SCHEDULE 1

INCOME AND EXPENSE STATEMENT - ALL OPERATIONS

	UPSTREAM			DOWNSTREAM			OTHER OPERATIONS			FOREIGN ACTIVITIES			TOTAL OPERATIONS		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
FOREIGN CONTROLLED COMPANIES															
TOTAL REVENUES	14642	15847	8.2	24954	25384	1.7	539	771	43.0	196	371	89.5	40331	42372	5.1
PGRT, HGGLT & IORT	1319	1386	5.1	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1319	1386	5.1
ROYALTIES AND TAXES	3994	4193	5.0	1574	1704	8.3	2	20	-	22	48	116.0	5591	5965	6.7
TOTAL REVENUE AFTER ROY.	9329	10267	10.1	23381	23680	1.3	537	751	39.7	174	323	86.1	33420	35021	4.8
COST OF GOODS SOLD	0	0	-	20670	20352	-1.5	61	60	-2.9	0	0	-100.0	20731	20412	-1.5
INTEREST EXPENSES	231	180	-22.1	124	146	17.8	289	317	9.9	22	33	48.3	666	676	1.6
OPERATING COSTS	2218	2511	13.2	2303	2232	-3.1	250	293	17.5	50	103	106.5	4820	5140	6.6
R&D COST(EXCL. OIL SAND)	46	61	32.1	62	67	9.5	5	8	65.9	0	0	-	113	137	21.2
OTHER EXPENSES	197	167	-15.5	1	2	187.4	13	20	61.1	-3	7	-	207	196	-5.6
OIL SANDS R&D EXPENSED	34	25	-26.0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	34	25	-26.0
E&D EXPENSED	776	738	-4.9	0	0	-	39	43	9.8	2	5	113.0	817	786	-3.9
DEPRECIATION	326	362	10.9	332	383	15.3	55	82	49.7	19	8	-56.7	733	836	14.1
DEPLETION	232	276	19.6	0	0	-	0	0	-28.0	24	60	153.1	256	338	31.8
WRITE-OFFS & AMORT.	337	523	55.3	41	13	-67.8	-17	34	-	33	39	19.3	394	609	54.6
NON-CASH CHARGES AND E&D	1706	1926	12.9	373	396	6.1	77	159	105.2	78	112	44.0	2234	2593	16.1
INCOME BEFORE TAXES	4931	5422	10.0	-152	483	-	-157	-107	-	26	69	161.5	4648	5868	26.2
FEDERAL INCOME TAX	1876	2204	17.5	-327	38	-	-43	-151	-	18	45	157.0	1523	2135	40.2
PROVINCIAL INCOME TAX	443	579	30.6	-111	21	-	-14	-50	-	0	0	-	318	550	73.2
CURRENT INCOME TAX	2318	2782	20.0	-438	59	-	-58	-201	-	18	45	157.5	1840	2685	45.9
INC. AFT. CURR. INC. TAX	2613	2640	1.1	286	424	48.2	-99	94	-	9	23	169.5	2808	3182	13.3
DEFERRED INCOME TAX	463	323	-30.4	300	80	-73.2	-21	189	-	0	4	-	743	596	-19.8
NET INCOME AFTER TAXES	2149	2318	7.8	-14	344	-	-78	-94	-	8	19	130.6	2065	2587	25.2
EXTR. GAINS OR LOSSES	44	-24	-	-16	0	-	0	-46	-	0	0	-	28	-70	-
NET INC. AFT. EXTR. ITEM	2193	2293	4.6	-30	344	-	-78	-140	-	8	19	130.6	2093	2516	20.2
INTERNAL CASH FLOW	4318	4566	5.7	660	820	24.4	-22	253	-	87	136	56.6	5042	5775	14.5

SCHEDULE 2(a)

FINANCIAL PERFORMANCE FOR MAIN BUSINESS SEGMENTS

UPSTREAM OPERATIONS

	TOTAL INDUSTRY			CANADIAN CONTROLLED			FOREIGN CONTROLLED		
	1983 ('000 M3)	1984 ('000 M3)	CHANGE (%)	1983 ('000 M3)	1984 ('000 M3)	CHANGE (%)	1983 ('000 M3)	1984 ('000 M3)	CHANGE (%)
PRODUCTION OF OIL EQUIVALENT	141317	150208	6.3	56651	62094	9.6	84665	88114	4.1
KEY FINANCIAL ITEMS	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
GROSS REVENUE	23829	26285	10.3	9188	10439	13.6	14642	15847	8.2
CASH INCOME	7298	8293	13.6	2980	3727	25.1	4318	4566	5.7
NET INCOME	2425	3084	27.1	276	766	177.7	2149	2318	7.8
NET INCOME PLUS INTEREST	3852	4685	21.6	1472	2187	48.6	2380	2498	4.9
CAPITAL EMPLOYED	44863	48767	8.7	27055	29082	7.5	17808	19685	10.5
UNIT REVENUES AND COSTS	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
GROSS REVENUE	168.62	174.99	3.8	162.18	168.11	3.7	172.94	179.84	4.0
PGRT, NGGLT & IORT	14.31	14.72	2.9	12.41	13.29	7.1	15.58	15.73	1.0
ROYALTIES	43.00	42.38	-1.4	36.75	35.00	-4.8	47.17	47.59	0.9
REVENUES AFTER RYLTIES & TAXES	111.32	117.89	5.9	113.02	119.83	6.0	110.18	116.52	5.8
INTEREST EXPENSES	10.10	10.66	5.5	21.12	22.89	8.4	2.73	2.04	-25.1
OPERATING COSTS (EXCL.RSRCH)	26.54	28.51	7.4	27.07	28.54	5.4	26.19	28.50	8.8
RESEARCH & OTHER EXPENSES	4.45	4.04	-9.4	6.81	6.09	-10.5	2.88	2.59	-10.2
CASH INCOME BEFORE TAXES	70.22	74.68	6.3	58.02	62.30	7.4	78.39	83.40	6.4
E&D & OIL SANDS R&D EXPENSED	6.06	5.18	-14.7	0.83	0.23	-71.8	9.57	8.66	-9.5
DEPRECIATION	4.86	4.76	-1.9	6.35	5.69	-10.4	3.86	4.11	6.6
DEPLETION	7.67	8.85	15.3	15.04	16.92	12.5	2.75	3.16	14.9
WRITE-OFFS	7.39	4.11	-44.4	12.50	1.53	-87.8	3.98	5.94	49.3
NET INCOME BEFORE TAXES	44.24	51.78	17.1	23.31	37.94	62.7	58.24	61.54	5.7
FEDERAL INCOME TAX	15.86	15.31	-3.4	6.45	1.55	-75.9	22.15	25.01	12.9
PROVINCIAL INCOME TAX	2.72	4.15	52.7	-1.04	0.73	-	5.23	6.57	25.5
DEFERRED INCOME TAX	8.50	11.79	38.7	13.03	23.32	79.0	5.47	3.66	-33.1
NET INCOME AFTER TAXES	17.16	20.53	19.6	4.87	12.33	153.3	25.39	26.30	3.6
EXTRAORDINARY GAINS OR LOSSES	0.53	0.05	-90.8	0.56	0.51	-9.0	0.52	-0.28	-
NET INCOME AFTER EXTR. ITEMS	17.70	20.58	16.3	5.43	12.84	136.6	25.91	26.03	0.5
INTERNAL CASH FLOW	51.65	55.21	6.9	52.61	60.02	14.1	51.00	51.82	1.6
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
NATURAL GAS VS TOTAL PROD.	37.2	38.3	N/A	44.5	45.6	N/A	32.4	33.2	N/A
COOP VS CONV. OIL PRODUCTION	74.4	61.3	N/A	62.7	47.8	N/A	80.3	68.4	N/A

SCHEDULE 2(a)

FINANCIAL PERFORMANCE FOR MAIN BUSINESS SEGMENTS

UPSTREAM OPERATIONS (CONTINUED)

	INTEGRATEDS/REFINERS			JUNIOR O&G PRODUCERS			SENIOR O&G PRODUCERS		
	1983 ('000 M3)	1984 ('000 M3)	CHANGE (%)	1983 ('000 M3)	1984 ('000 M3)	CHANGE (%)	1983 ('000 M3)	1984 ('000 M3)	CHANGE (%)
PRODUCTION OF OIL EQUIVALENT	57420	58993	2.7	23517	26785	13.9	60380	64430	6.7
KEY FINANCIAL ITEMS	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
GROSS REVENUE	9981	10567	5.9	3546	4229	19.2	10302	11490	11.5
CASH INCOME	3082	3287	6.6	1178	1418	20.3	3038	3589	18.1
NET INCOME	1383	1534	10.9	217	290	33.9	825	1260	52.7
NET INCOME PLUS INTEREST	1495	1616	8.1	819	876	6.9	1538	2193	42.6
CAPITAL EMPLOYED	13487	14132	4.8	11543	13194	14.3	19833	21442	8.1
UNIT REVENUES AND COSTS	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
GROSS REVENUE	173.83	179.12	3.0	150.79	157.87	4.7	170.62	178.33	4.5
PGRT, NGGLT & IORT	15.80	15.50	-1.9	11.24	12.48	11.0	14.09	14.94	6.0
ROYALTIES	47.08	45.58	-3.2	36.70	38.96	6.1	41.57	40.88	-1.7
REVENUES AFTER RYLTIES & TAXES	110.96	118.03	6.4	102.84	106.43	3.5	114.96	122.51	6.6
INTEREST EXPENSES	1.95	1.39	-28.6	25.62	21.85	-14.7	11.80	14.49	22.7
OPERATING COSTS (EXCL.RSRCH)	28.23	31.21	10.6	22.06	24.46	10.9	26.69	27.73	3.9
RESEARCH & OTHER EXPENSES	3.05	2.44	-20.2	7.09	6.03	-15.0	4.75	4.67	-1.8
CASH INCOME BEFORE TAXES	77.73	82.99	6.8	48.07	54.09	12.5	71.71	75.63	5.5
E&D & OIL SANDS R&D EXPENSED	7.76	6.88	-11.3	2.71	1.37	-49.4	5.76	5.19	-9.8
DEPRECIATION	4.84	4.59	-5.1	5.53	4.28	-22.7	4.61	5.12	11.1
DEPLETION	3.95	5.02	26.9	14.48	16.83	16.2	8.56	9.03	5.5
WRITE-OFFS	3.73	4.25	13.9	5.59	5.56	-0.5	11.58	3.39	-70.8
NET INCOME BEFORE TAXES	57.45	62.25	8.4	19.76	26.05	31.8	41.21	52.89	28.4
FEDERAL INCOME TAX	19.37	21.40	10.5	2.18	3.00	38.0	17.85	14.86	-16.8
PROVINCIAL INCOME TAX	4.68	5.87	25.5	-4.21	-1.85	-	3.55	5.07	42.8
DEFERRED INCOME TAX	9.31	8.98	-3.5	12.57	14.05	11.8	6.14	13.42	118.3
NET INCOME AFTER TAXES	24.09	26.00	7.9	9.22	10.84	17.6	13.66	19.55	43.1
EXTRAORDINARY GAINS OR LOSSES	0.00	0.00	-	2.80	-0.06	-	0.16	0.14	-12.9
NET INCOME AFTER EXTR. ITEMS	24.09	26.00	7.9	12.03	10.78	-10.4	13.82	19.69	42.4
INTERNAL CASH FLOW	53.68	55.72	3.8	50.10	52.93	5.7	50.31	55.70	10.7
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
NATURAL GAS VS TOTAL PROD.	25.6	26.3	N/A	58.4	56.6	N/A	40.0	41.8	N/A
COOP VS CONV. OIL PRODUCTION	80.2	69.9	N/A	54.0	43.9	N/A	75.1	58.7	N/A

SCHEDULE 2(b)

FINANCIAL PERFORMANCE FOR MAIN BUSINESS SEGMENTS

DOWNSTREAM OPERATIONS

	TOTAL DOWNSTREAM			PETRO-CHEMICALS AND OTHER			TOTAL OIL PRODUCTS OPERATIONS (1)					
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($/M3)		(%)
TOTAL REVENUE	32200	33415	3.8	5167	5213	0.9	27033	28202	4.3	318.22	331.94	4.3
SALES, EXCISE & OTHER TAXES	2015	2175	8.0	46	3	-92.5	1968	2171	10.3	23.40	25.83	10.4
COST OF GOODS SOLD	26659	26883	0.8	4598	4653	1.2	22061	22230	0.8	259.71	261.68	0.7
OPERATING COSTS	2686	2707	0.8	313	272	-13.1	2373	2435	2.6	27.84	28.62	2.8
R&D COSTS (EXCLUD. OIL SAND)	63	68	8.3	5	17	259.3	58	51	-12.3	0.69	0.60	-12.3
OTHER EXPENSES	189	174	-7.6	12	-0	-	177	175	-1.1	2.03	1.91	-5.9
CASH INCOME BEFORE INT.& TAXES	589	1408	139.0	193	268	39.2	397	1140	187.4	4.55	13.37	193.9
INTEREST EXPENSES	249	338	35.7	39	60	53.3	210	278	32.4	2.42	3.23	33.2
CASH INCOME BEFORE TAXES	340	1070	214.6	154	208	35.7	186	862	362.1	2.13	10.14	377.1
CURRENT INCOME TAX	-445	5	-	-224	-24	-	-221	30	-	-2.62	0.35	-
INTERNAL CASH FLOW	785	1065	35.6	378	233	-38.4	407	832	104.4	4.75	9.79	106.3
DEPREC.& OTHER NON-CASH CHG.	636	642	0.9	109	140	28.8	527	501	-4.9	6.20	5.87	-5.3
INCOME AFTER CURR. INCOME TAX	149	423	183.5	269	93	-65.6	-120	330	-	-1.45	3.92	-
DEFERRED INCOME TAX	216	85	-60.5	178	47	-73.4	38	38	-0.9	0.43	0.44	1.5
NET INCOME AFTER TAXES	-67	338	-	92	45	-50.6	-158	293	-	-1.88	3.49	-

(1) THE CALCULATION OF UNIT COSTS AND REVENUES IS BASED ON TOTAL SALES VOLUME DATA FOR THE AGGREGATES MENTIONED.

SCHEDULE 2(b)

FINANCIAL PERFORMANCE FOR MAIN BUSINESS SEGMENTS

DOWNSTREAM OPERATIONS (CONTINUED)

	NATIONAL REFINERS-MARKETERS			REGIONAL REFINERS-MARKETERS		
	1983 ($/M3)	1984	CHANGE (%)	1983 ($/M3)	1984	CHANGE (%)
TOTAL REVENUE	315.84	332.70	5.3	326.44	329.52	0.9
SALES, EXCISE & OTHER TAXES	21.55	23.61	9.6	29.79	32.89	10.4
COST OF GOODS SOLD	259.04	263.03	1.5	262.04	257.04	-1.9
OPERATING COSTS	29.08	30.07	3.4	23.58	23.99	1.8
R&D COSTS (EXCLUD. OIL SAND)	0.88	0.77	-12.5	0.05	0.09	90.2
OTHER EXPENSES	2.26	2.14	-5.0	1.25	1.16	-6.7
CASH INCOME BEFORE INT.& TAXES	3.04	13.07	329.8	9.74	14.34	47.1
INTEREST EXPENSES	0.91	0.91	0.4	7.64	10.60	38.7
CASH INCOME BEFORE TAXES	2.13	12.16	-	2.10	3.74	77.8
CURRENT INCOME TAX	-3.50	1.44	-	0.40	-3.14	-
INTERNAL CASH FLOW	5.64	10.71	90.1	1.70	6.88	304.9
DEPREC.& OTHER NON-CASH CHG.	5.96	5.37	-10.0	7.04	7.48	6.4
INCOME AFTER CURR. INCOME TAX	-0.33	5.35	-	-5.34	-0.61	-
DEFERRED INCOME TAX	1.57	0.65	-58.5	-3.51	-0.26	-
NET INCOME AFTER TAXES	-1.90	4.69	-	-1.83	-0.35	-
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)	
CLEAN PRODUCTS VS TOTAL SALES	77.72	77.59	-0.2	64.89	66.49	2.5
TOTAL DOMESTIC VS TOTAL SALES	95.30	95.25	-0.1	88.95	88.19	-0.9

SCHEDULE 3
SOURCES AND USES OF FUNDS

	1983	1984	CHANGE (%)
	($ MILLIONS)		
	TOTAL INDUSTRY		
CASH GENERATED BY OPERATION	8614	10446	21.2
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	1852	993	-46.4
ISSUE OF SHARES	2162	1370	-36.7
GRANTS (PIP & OTHERS)	1667	1825	9.5
ALL OTHER SOURCES	2917	5122	75.6
WORKING CAPITAL DECREASE	1508	835	-44.6
TOTAL SOURCES OF FUNDS	18723	20590	10.0
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	9616	9569	-0.5
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	313	293	-6.4
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	443	368	-16.8
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	755	652	-13.7
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	10372	10221	-1.4
DIVIDENDS	1160	1305	12.5
REDUCTION OF EQUITY	346	198	-63.7
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	1706	1504	-11.9
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	1670	2437	45.9
ALL OTHER APPLICATIONS	3886	1998	-35.2
WORKING CAPITAL INCREASE	1889	4438	134.5
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	18723	20590	10.0

	1983	1984	CHANGE (%)
	($ MILLIONS)		
	CANADIAN CONTROLLED COMPANIES		
CASH GENERATED BY OPERATION	3573	4670	30.7
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	1059	536	-49.4
ISSUE OF SHARES	1515	1056	-30.3
GRANTS (PIP & OTHERS)	1475	1671	13.3
ALL OTHER SOURCES	2028	4634	128.5
WORKING CAPITAL DECREASE	880	394	-55.2
TOTAL SOURCES OF FUNDS	10530	12961	23.1
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	4979	5383	8.1
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	292	259	-11.2
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	427	331	-22.3
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	718	591	-17.8
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	5697	5974	4.9
DIVIDENDS	406	477	17.6
REDUCTION OF EQUITY	168	130	-22.6
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	574	607	5.8
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	1408	1985	41.0
ALL OTHER APPLICATIONS	2042	1122	-45.1
WORKING CAPITAL INCREASE	816	3273	301.1
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	10530	12961	23.1

	1983	1984	CHANGE (%)
	($ MILLIONS)		
	FOREIGN CONTROLLED COMPANIES		
CASH GENERATED BY OPERATION	5042	5775	14.5
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	793	457	-42.4
ISSUE OF SHARES	648	314	-51.5
GRANTS (PIP & OTHERS)	192	154	-19.7
ALL OTHER SOURCES	898	488	-45.1
WORKING CAPITAL DECREASE	629	441	-29.9
TOTAL SOURCES OF FUNDS	8193	7630	-6.9
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	4637	4186	-9.7
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	21	34	60.2
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	16	28	75.8
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	37	62	66.6
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4674	4247	-9.1
DIVIDENDS	754	828	9.8
REDUCTION OF EQUITY	378	69	-81.9
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	1132	896	-20.8
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	270	452	67.4
ALL OTHER APPLICATIONS	1844	877	-16.8
WORKING CAPITAL INCREASE	1073	1157	7.8
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	8193	7638	-6.9

	1983	1984	CHANGE (%)
	($ MILLIONS)		
	INTEGRATED & REFINERS		
CASH GENERATED BY OPERATION	3752	4674	24.6
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	469	70	-85.0
ISSUE OF SHARES	1019	667	-34.6
GRANTS (PIP & OTHERS)	664	643	-3.2
ALL OTHER SOURCES	449	1097	144.1
WORKING CAPITAL DECREASE	418	81	-80.6
TOTAL SOURCES OF FUNDS	6772	7233	6.8
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	4614	4074	-11.7
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	7	19	163.9
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	21	48	134.0
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	28	67	141.6
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4641	4142	-10.8
DIVIDENDS	723	775	7.1
REDUCTION OF EQUITY	16	13	-17.8
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	739	788	6.6
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	224	817	264.4
ALL OTHER APPLICATIONS	852	774	-9.1
WORKING CAPITAL INCREASE	315	711	125.8
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	6772	7233	6.8

	1983	1984	CHANGE (%)
	($ MILLIONS)		
	JUNIOR O&G PRODUCERS		
CASH GENERATED BY OPERATION	1546	1838	18.8
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	1034	844	-18.4
ISSUE OF SHARES	691	639	-7.5
GRANTS (PIP & OTHERS)	315	441	40.1
ALL OTHER SOURCES	680	653	-4.0
WORKING CAPITAL DECREASE	461	425	-7.7
TOTAL SOURCES OF FUNDS	4727	4840	2.4
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	1923	2210	14.9
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	185	140	-24.1
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	390	274	-29.7
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	575	414	-27.9
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	2498	2625	5.1
DIVIDENDS	97	171	77.3
REDUCTION OF EQUITY	150	108	-27.7
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	246	279	13.5
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	613	882	43.9
ALL OTHER APPLICATIONS	711	696	-2.2
WORKING CAPITAL INCREASE	659	358	-45.7
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	4727	4848	2.4

	1983	1984	CHANGE (%)
	($ MILLIONS)		
	SENIOR O&G PRODUCERS		
CASH GENERATED BY OPERATION	3318	3934	18.6
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	349	79	-77.4
ISSUE OF SHARES	452	63	-86.0
GRANTS (PIP & OTHERS)	688	740	7.6
ALL OTHER SOURCES	1788	3372	88.6
WORKING CAPITAL DECREASE	638	329	-47.8
TOTAL SOURCES OF FUNDS	7224	8518	17.9
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	3079	3283	6.6
CAPITAL EXPEND.IN U.S.A.	121	134	10.8
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	32	37	15.5
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	153	171	11.8
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	3232	3454	6.9
DIVIDENDS	340	359	5.6
REDUCTION OF EQUITY	381	77	-79.7
TOTAL DIVID.& EQUITY REDUCT.	721	436	-39.5
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	833	738	-11.4
ALL OTHER APPLICATIONS	1522	528	-65.3
WORKING CAPITAL INCREASE	916	3361	267.1
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	7224	8518	17.9

SCHEDULE 4

UPSTREAM CANADIAN CAPITAL EXPENDITURES BY LOCATION

	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984	CHANGE (%)
	TOTAL CANADIAN			PROVINCES			CANADA LANDS		
TOTAL INDUSTRY									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	1191	1559	30.9	1059	1381	30.4	131	178	35.1
EXPLORATION-DRILLING	3989	3291	6.5	1024	1170	14.2	2065	2121	2.7
TOTAL EXPLORATION	4280	4850	13.3	2083	2551	22.5	2196	2299	4.7
DEVELOPMENT DRILLING	962	1074	11.7	906	1045	15.3	56	30	-46.9
PRODUCTION	1117	1289	15.4	946	1204	27.2	171	85	-50.1
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	427	507	18.9	427	507	18.9	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	6786	7720	13.8	4362	5307	21.6	2423	2414	-0.4
FOREIGN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	611	809	32.4	573	749	30.7	38	60	57.9
EXPLORATION-DRILLING	885	837	-5.5	380	486	27.9	506	351	-30.5
TOTAL EXPLORATION	1497	1646	10.0	953	1234	29.5	544	412	-24.3
DEVELOPMENT DRILLING	409	453	10.8	359	425	18.3	49	28	-43.8
PRODUCTION	596	664	11.5	425	579	36.3	171	85	-50.1
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	329	394	19.7	329	394	19.7	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	2830	3157	11.5	2066	2632	27.4	764	525	-31.3
CANADIAN CONTROLLED									
LAND & LEASE, GEOL & GEOPHYS	580	750	29.4	486	633	30.1	93	117	25.8
EXPLORATION-DRILLING	2203	2454	11.4	644	684	6.2	1559	1770	13.5
TOTAL EXPLORATION	2783	3204	15.1	1131	1317	16.5	1652	1887	14.2
DEVELOPMENT DRILLING	554	622	12.3	547	620	13.3	7	2	-69.6
PRODUCTION	522	625	19.8	521	625	19.8	0	0	-89.6
NON-CONV,HEAVY OIL & OIL SANDS	98	113	16.2	98	113	16.2	0	0	-
TOTAL UPSTREAM	3956	4564	15.4	2296	2675	16.5	1659	1889	13.8

SCHEDULE 5

CAPITAL EXPENDITURES BY ACTIVITY

	1983 ($ MILLIONS) TOTAL INDUSTRY	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS) CANADIAN CONTROLLED COMPANIES	1984	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS) FOREIGN CONTROLLED COMPANIES	1984	CHANGE (%)
EXPLORATION	4280	4850	13.3	2783	3204	15.1	1497	1646	10.0
DEVELOPMENT	962	1074	11.7	554	622	12.3	409	453	10.8
PRODUCTION	1117	1289	15.4	522	625	19.8	596	664	11.5
OIL SANDS	427	507	18.9	98	113	16.2	329	394	19.7
TOTAL UPSTREAM	6786	7720	13.8	3956	4564	15.4	2830	3157	11.5
TOTAL DOWNSTREAM	1703	1054	-38.1	366	329	-10.0	1337	725	-45.7
URANIUM	12	8	-29.3	1	0	-100.0	11	8	-25.7
COAL	176	140	-20.1	8	2	-73.2	167	138	-17.4
ALL OTHERS	948	646	-31.3	648	488	-24.7	292	157	-46.1
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	9616	9569	-0.5	4979	5383	8.1	4637	[illegible]	-9.7
TOTAL CAPITAL EXPEND.ABROAD	755	652	-13.7	718	591	-17.8	37	.2	46.6
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	10372	10221	-1.4	5697	5974	4.9	4674	4247	-9.1
	INTEGRATED & REFINERS			JUNIOR O&G PRODUCERS			SENIOR O&G PRODUCERS		
EXPLORATION	1536	1758	14.5	821	1150	40.1	1923	1941	0.9
DEVELOPMENT	218	249	14.0	386	434	12.4	358	391	9.4
PRODUCTION	464	484	4.3	295	346	17.5	358	458	28.0
OIL SANDS	325	373	14.7	4	11	166.6	97	122	26.5
TOTAL UPSTREAM	2544	2864	12.6	1506	1943	29.0	2736	2913	6.5
TOTAL DOWNSTREAM	1550	954	-38.4	113	9	-92.5	40	92	130.3
URANIUM	4	4	-3.0	7	5	-35.1	1	0	-100.0
COAL	50	24	-51.6	2	0	-100.0	123	116	-5.8
ALL OTHERS	466	229	-50.8	295	255	-13.6	179	162	-9.9
TOTAL CAPITAL EXPEND.IN CANADA	4614	4076	-11.7	1923	2210	14.9	3079	3283	6.6
TOTAL CAPITAL EXPEND.ABROAD	28	67	141.6	575	414	-27.9	153	171	11.8
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	4641	4142	-10.8	2498	2625	5.1	3232	3454	6.9

SCHEDULE 6

BALANCE SHEET

	1983 ($ MILLIONS)	1984 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)	1983 ($ MILLIONS)	1984 ($ MILLIONS)	CHANGE (%)
	TOTAL INDUSTRY			CANADIAN CONTROLLED			FOREIGN CONTROLLED		
INVENTORIES	6529	7106	8.8	2140	2381	11.3	4390	4725	7.6
ACCOUNTS RECEIVABLE	9392	9991	6.4	3879	3821	-1.5	5513	6170	11.9
OTHER CURRENT ASSETS	5332	6478	21.5	1929	2196	13.9	3403	4282	25.8
TOTAL CURRENT ASSETS	21253	23575	10.9	7948	8398	5.7	13306	15177	14.1
NET FIXED ASSETS	58236	61638	5.8	35692	37127	4.0	22544	24511	8.7
OTHER LONG-TERM ASSETS	6532	7252	11.0	3782	4215	11.5	2750	3037	10.4
TOTAL ASSETS	86021	92465	7.5	47421	49739	4.9	38600	42725	10.7
ACCOUNTS PAYABLE	9059	9082	0.3	4347	3889	-10.5	4711	5193	10.2
OTHER CURRENT LIABILITIES	6751	5458	-19.2	4921	2953	-40.0	1830	2504	36.9
TOTAL CURRENT LIABILITIES	15810	14540	-8.0	9268	6842	-26.2	6542	7698	17.7
LONG-TERM DEBT	19393	20617	6.3	13333	14694	10.2	6060	5923	-2.3
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	2458	2521	2.6	1155	1165	0.9	1303	1355	4.0
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	10124	12064	19.2	4688	6071	29.5	5435	5993	10.3
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	4619	5164	11.8	4127	4345	5.3	491	818	66.5
EQUITY	33618	37559	11.7	14850	16622	11.9	18769	20937	11.6
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUIT	86021	92465	7.5	47421	49739	4.9	38600	42725	10.7
WORKING CAPITAL	5444	9034	66.0	-1320	155	-	6764	7479	10.6
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO	16363	19417	18.7	7246	9303	28.4	9117	10114	10.9
	INTEGRATEDS & REFINERS			JUNIOR O&G PRODUCERS			SENIOR O&G PRODUCERS		
INVENTORIES	5649	6244	10.5	205	184	-10.2	676	677	0.2
ACCOUNTS RECEIVABLE	5083	5616	10.5	1233	1311	6.3	3076	3063	-0.4
OTHER CURRENT ASSETS	2616	3083	17.9	803	849	5.7	1913	2546	33.1
TOTAL CURRENT ASSETS	13347	14944	12.0	2242	2345	4.6	5664	6286	11.0
NET FIXED ASSETS	23417	24804	5.9	15010	16016	6.7	19808	20818	5.1
OTHER LONG-TERM ASSETS	2053	2367	15.3	1243	1496	20.4	3236	3389	4.7
TOTAL ASSETS	38818	42114	8.5	18495	19857	7.4	28708	30494	6.2
ACCOUNTS PAYABLE	5083	5577	9.7	1008	1128	11.9	2968	2376	-19.9
OTHER CURRENT LIABILITIES	2335	2809	20.3	1062	1115	4.9	3353	1534	-54.2
TOTAL CURRENT LIABILITIES	7418	8386	13.1	2071	2243	8.3	6321	3911	-38.1
LONG-TERM DEBT	4942	4178	-15.5	8659	8500	-1.7	5800	7939	36.9
PREPAYMENT FOR DEFERRED PROD.	659	671	1.8	597	618	3.6	1202	1231	2.5
ACCUM. DEFERRED INCOME TAXES	5414	6201	14.5	1561	1982	27.0	3148	3881	23.3
OTHER LONG-TERM LIABILITIES	2091	2255	7.9	428	457	6.8	2108	2451	16.3
EQUITY	18293	20422	11.6	5196	6056	16.6	10129	11080	9.4
TOTAL LIAB, DEF TAXES & EQUIT	38818	42114	8.5	18495	19857	7.4	28708	30494	6.2
WORKING CAPITAL	5929	6557	10.6	171	102	-40.6	-657	237	-
AMT OF ACC DEPR., DEPL. & AMO	8173	9307	13.9	2815	3546	26.0	5375	6565	22.1

SCHEDULE 7

VOLUME AND VALUE OF PRODUCTION

- - - - - - - - - - - - - - BY PROVINCE - - - - - - - - - - - - - -

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	11765.3	20191.2	71.9	418.0	619.9	48.3	3835.7	5869.9	53.0
CONV. CRUDE - OTHER	41177.9	35804.8	-13.0	1338.1	1105.8	-17.4	4202.6	4037.9	-3.9
CONVENTIONAL CRUDE OIL	52917.2	55996.0	5.8	1756.1	1724.9	-1.8	8038.2	9098.9	13.2
OIL SANDS	10263.6	9087.2	-11.5	0.0	0.0	-	14.3	14.6	2.1
MARKETABLE NATURAL GAS	44621.1	50845.9	9.1	5110.6	5627.7	10.1	684.1	727.3	20.8
GAS PLANT LIQUIDS	13596.2	14048.6	3.3	111.2	53.1	-52.1	3.1	42.2	-
TOTAL - VOLUME	123400.3	129989.6	5.3	6977.9	7405.7	6.1	8662.1	9983.0	14.3
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	2692.3	4727.6	75.6	87.9	136.5	55.2	719.6	1058.9	47.2
CONV. CRUDE - OTHER	7716.4	6831.2	-11.5	243.8	202.0	-17.1	757.9	727.5	-4.0
CONVENTIONAL CRUDE OIL	10408.7	11558.7	11.0	331.7	338.5	2.0	1477.5	1786.4	20.9
OIL SANDS	2525.5	2228.3	-11.8	0.0	0.0	-	2.7	2.7	0.0
MARKETABLE NATURAL GAS	4836.0	5415.5	11.9	388.2	483.4	24.5	27.7	42.4	53.1
GAS PLANT LIQUIDS	2059.4	2157.0	4.7	9.2	7.2	-21.6	0.5	11.3	-
TOTAL - VALUE	19831.6	21359.5	7.7	729.1	829.1	13.7	1506.4	1841.9	22.1

- - - - - - - - - - - - - - BY COMPANY GROUP - - - - - - - - - - - - - -

	TOTAL INDUSTRY			CANADIAN CONTROLLED			FOREIGN CONTROLLED		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	16244.3	26172.7	61.1	7950.2	12155.6	52.9	8294.1	14017.1	69.0
CONV. CRUDE - OTHER	47260.1	41490.5	-12.2	13347.7	11137.8	-16.6	33912.5	30352.6	-10.5
CONVENTIONAL CRUDE OIL	63504.5	67663.1	6.5	21297.9	23293.4	9.4	42206.6	44369.7	5.1
OIL SANDS	10278.1	9101.8	-11.4	3418.3	2754.6	-19.4	6859.8	6347.2	-7.5
MARKETABLE NATURAL GAS	52623.8	57962.1	9.4	25217.2	26362.7	12.4	27406.7	29219.4	6.6
GAS PLANT LIQUIDS	13712.9	14161.7	3.3	6276.9	7001.6	11.5	7436.0	7160.1	-3.7
TOTAL - VOLUME	140119.4	148488.8	6.0	56210.3	61392.4	9.2	83909.1	87096.4	3.8
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	3560.0	6002.4	68.6	1664.0	2675.8	60.8	1896.1	3326.6	75.4
CONV. CRUDE - OTHER	8809.5	7843.1	-11.0	2663.2	2133.6	-19.9	6346.3	5709.8	-10.0
CONVENTIONAL CRUDE OIL	12369.5	13845.5	11.9	4327.1	4809.3	11.5	8242.4	9036.4	9.6
OIL SANDS	2528.2	2230.1	-11.8	864.4	689.0	-20.3	1663.8	1541.1	-7.4
MARKETABLE NATURAL GAS	5285.8	5981.6	13.2	2516.3	2904.5	15.4	2769.5	3077.1	11.1
GAS PLANT LIQUIDS	2069.1	2176.3	5.2	878.1	1016.8	15.8	1191.0	1159.5	-2.6
TOTAL - VALUE	22252.7	24233.5	8.9	8386.0	9419.6	12.3	13866.7	14813.9	6.8

	INTEGRATEDS & REFINERS			JUNIOR O&G PRODUCERS			SENIOR O&G PRODUCERS		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
VOLUME (OIL EQUIVALENT)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	5641.8	8975.5	59.1	4099.0	5931.7	44.7	6503.4	11265.8	73.2
CONV. CRUDE - OTHER	22880.4	20814.6	-9.0	4804.9	4642.2	-3.4	19575.0	16033.7	-18.1
CONVENTIONAL CRUDE OIL	28522.2	29790.0	4.4	8904.0	10573.9	18.8	26078.4	27299.2	4.7
OIL SANDS	7115.5	6445.0	-9.4	45.3	170.0	275.3	3120.3	2486.8	-20.3
MARKETABLE NATURAL GAS	14717.8	15487.9	5.2	13725.8	15148.7	10.4	24180.2	26925.6	11.4
GAS PLANT LIQUIDS	6644.1	6719.1	1.1	786.4	825.6	5.0	6262.4	6617.1	5.7
TOTAL - VOLUME	57016.6	58442.1	2.5	23461.5	26718.1	13.9	59641.3	63328.6	6.2
VALUE	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
CONV. CRUDE - NORP	1229.3	2100.9	70.9	877.6	1406.0	60.2	1453.1	2495.5	71.7
CONV. CRUDE - OTHER	4307.8	3899.1	-9.5	893.9	852.7	-4.6	3607.8	3091.3	-14.3
CONVENTIONAL CRUDE OIL	5537.1	6000.0	8.4	1771.5	2258.6	27.5	5060.9	5584.8	10.4
OIL SANDS	1727.5	1560.3	-9.7	11.4	35.3	210.3	789.3	634.4	-19.6
MARKETABLE NATURAL GAS	1469.7	1605.1	9.2	1367.8	1547.9	13.2	2448.3	2828.6	15.5
GAS PLANT LIQUIDS	973.3	1000.1	2.7	124.3	130.9	5.4	971.5	1042.2	7.3
TOTAL - VALUE	9707.6	10165.5	4.7	3275.0	3971.7	21.3	9270.0	10096.2	8.9

SCHEDULE 8

UPSTREAM OPERATING COSTS AND ROYALTIES

BY PROVINCE

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	1274.7	1529.2	20.0	61.0	80.3	31.7	216.7	273.5	26.2
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	407.6	433.5	6.3	9.1	8.4	-8.0	7.4	17.9	141.6
OIL SANDS	986.9	1040.5	5.4	0.0	0.0	-	1.3	0.0	-100.0
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	107.5	97.0	-9.7	6.9	5.7	-17.2	18.3	13.6	-25.8
OPERATING OVERHEAD	609.3	722.3	18.6	15.1	17.8	17.6	53.6	65.6	22.4
TOTAL OPERATING COST	3386.0	3822.6	12.9	92.1	112.2	21.8	297.4	370.6	24.6
FEDERAL CROWN ROYALTIES	14.1	1.9	-86.6	0.5	0.0	-100.0	0.3	0.0	-94.5
PROVINCIAL ROYALTIES & TAXES	4503.0	4654.9	3.4	190.1	204.9	7.8	398.4	401.3	0.7
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	851.8	967.6	13.6	9.6	11.9	24.2	71.9	84.5	17.1
TOTAL ROYALTIES	5368.9	5624.3	4.8	200.2	216.8	8.3	470.6	485.7	3.2

BY COMPANY GROUP

	TOTAL INDUSTRY			CANADIAN CONTROLLED			FOREIGN CONTROLLED		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	1580.4	1917.5	21.3	723.0	913.1	26.3	857.5	1004.4	17.1
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	444.8	481.3	8.2	205.1	230.8	12.5	239.8	250.6	4.5
OIL SANDS	988.2	1040.5	5.3	395.0	416.4	5.4	593.1	624.2	5.2
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	133.5	117.2	-12.2	50.1	47.5	-5.1	83.4	69.7	-16.4
OPERATING OVERHEAD	690.7	817.7	18.4	167.1	169.6	1.6	523.7	648.0	23.7
TOTAL OPERATING COST	3837.7	4374.3	14.0	1540.2	1777.4	15.4	2297.5	2596.9	13.0
FEDERAL CROWN ROYALTIES	17.0	3.7	-78.3	9.5	1.3	-86.1	7.5	2.4	-68.4
PROVINCIAL ROYALTIES & TAXES	5108.7	5278.4	3.3	1784.3	1828.8	2.5	3324.4	3449.6	3.8
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	950.6	1084.3	14.1	288.5	343.0	18.9	662.1	741.3	12.0
TOTAL ROYALTIES	6076.3	6366.4	4.8	2082.2	2173.1	4.4	3994.0	4193.3	5.0

	INTEGRATEDS & REFINERS			JUNIOR O&G PRODUCERS			SENIOR O&G PRODUCERS		
	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE	1983	1984	CHANGE
	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)	($ MILLIONS)		(%)
FIELD, WELL & GATH. OPERATIONS	477.2	585.1	22.6	337.0	437.6	29.8	766.2	894.9	16.8
NATURAL GAS PROCESSING PLANTS	152.8	155.9	2.0	47.0	67.5	43.7	245.0	258.0	5.3
OIL SANDS	607.6	628.2	3.4	6.8	16.5	144.5	373.8	395.9	5.9
TAXES (EXCLUDING INCOME TAXES)	63.3	61.3	-3.2	27.4	21.0	-23.6	42.8	35.0	-18.1
OPERATING OVERHEAD	382.2	472.9	23.7	104.3	116.2	11.4	204.1	228.6	11.9
TOTAL OPERATING COST	1683.1	1903.2	13.1	522.6	658.8	26.1	1632.1	1812.7	11.0
FEDERAL CROWN ROYALTIES	0.7	0.6	-16.3	14.0	0.4	-97.0	2.3	2.7	14.2
PROVINCIAL ROYALTIES & TAXES	2199.1	2137.6	-2.8	666.4	810.1	21.6	2243.2	2330.7	3.9
NON-CROWN ROYALTIES & OTHER	503.4	550.9	9.4	132.8	232.9	27.4	264.4	300.5	13.6
TOTAL ROYALTIES	2703.1	2689.1	-0.5	863.1	1043.4	20.9	2510.0	2633.8	4.9

SCHEDULE 9

INCOME AND EXPENSE STATEMENT: 1980-1984

	UPSTREAM ($ MILLIONS)						DOWNSTREAM ($ MILLIONS)					
	1980	1981	1982	1983	1984	GROWTH RATE	1980	1981	1982	1983	1984	GROWTH RATE
TOTAL REVENUES	16084	17175	20821	23542	26000	12.8	24761	32501	33396	32208	33423	7.8
PGRT & NGGLT & IORT	0	969	1930	2006	2191	-	0	0	0	0	0	-
ROYALTIES	4915	4971	5545	6023	6311	6.4	1813	1936	2007	2016	2175	4.7
TOTAL REV. AFTER ROYALTIES	11168	11236	13346	15512	17498	11.9	22949	30565	31389	30193	31248	8.0
OPERATING, INTEREST & OTHER	3461	4669	5767	5716	6382	16.5	19760	27596	30383	29851	30176	11.2
E&D CHARGED TO OPER.	1393	1460	1034	856	776	-13.6	0	1	0	0	0	-
DEPRECIATION	369	494	527	674	701	17.4	405	429	448	575	612	10.8
DEPLETION	576	531	796	1049	1306	22.7	0	0	0	0	0	-
WRITE-OFFS, AMORT.	310	291	410	1041	609	18.4	24	26	33	61	38	5.5
NON-CASH CHARGES & EDP	2648	2776	2768	3619	3392	6.4	430	456	481	636	642	10.5
INCOME BEFORE TAXES	5060	3791	4811	6176	7724	11.2	2758	2513	524	-295	430	-37.2
CURRENT INCOME TAX	1035	1427	1856	2622	2917	29.6	1031	829	-245	-445	5	-73.3
INC. AFTER CURR. INC. TAX	4025	2364	2955	3554	4807	4.5	1727	1683	769	150	425	-29.6
DEFERRED INCOME TAX	1137	805	1019	1173	1742	11.3	195	270	413	216	85	-18.7
NET INCOME AFTER TAXES	2889	1559	1936	2381	3065	1.5	1532	1413	356	-65	340	-31.4
CASH FLOW	6673	5140	5722	7173	8199	5.3	2157	2139	1250	786	1067	-16.1
	OTHER AND FOREIGN OPERATIONS						TOTAL OPERATIONS					
TOTAL REVENUES	3403	5126	4669	4496	4750	8.7	44248	54802	58885	60246	64173	9.7
PGRT & NGGLT & IORT	0	0	0	0	0	-	0	969	1930	2006	2191	-
ROYALTIES	83	98	160	52	98	4.3	6811	7005	7712	8091	8584	6.0
TOTAL REV. AFTER ROYALTIES	3320	5028	4509	4444	4652	8.8	37437	46828	49243	50148	53398	9.3
OPERATING, INTEREST & OTHER	2520	4079	4210	3896	3632	9.6	25741	36344	40360	39463	40190	11.8
E&D CHARGED TO OPER.	106	201	86	51	52	-16.5	1499	1662	1120	907	828	-13.8
DEPRECIATION	112	232	310	315	373	35.2	886	1154	1285	1564	1686	17.5
DEPLETION	119	183	220	249	291	25.1	695	714	1017	1298	1597	23.1
WRITE-OFFS, AMORT.	-49	-50	419	827	145	-	285	268	862	1929	784	28.8
NON-CASH CHARGES & EDP	288	566	1036	1442	861	31.5	3366	3798	4285	5697	4895	9.8
INCOME BEFORE TAXES	512	383	-737	-894	159	-25.4	8330	6686	4598	4988	8313	-0.1
CURRENT INCOME TAX	9	-66	-15	21	-66	-	2075	2190	1596	2198	2856	8.3
INC. AFTER CURR. INC. TAX	502	449	-722	-914	225	-18.2	6255	4496	3002	2790	5457	-3.4
DEFERRED INCOME TAX	191	187	-116	-29	109	-13.2	1523	1262	1314	1360	1936	6.2
NET INCOME AFTER TAXES	311	262	-606	-885	116	-21.8	4732	3234	1686	1430	3521	-7.1
CASH FLOW	790	1015	314	528	1086	8.3	9620	8294	7287	8488	10352	1.8

SCHEDULE 10

SOURCES AND USES OF FUNDS: 1980-1984

	1980	1981	1982	1983	1984	GROWTH RATE
			($ MILLIONS)			
CASH GENERATED BY OPERATIONS	9620	8294	7287	8488	10352	1.8
NET INCREASE IN LONG-TERM DEBT	2720	9717	3683	1869	1071	-20.8
ISSUE OF SHARES	1542	2076	3155	2076	1507	-0.6
GRANTS (PIP & OTHERS)	0	792	1420	1618	1760	-
ALL OTHER SOURCES	798	1181	2986	2954	5106	59.0
WORKING CAPITAL DECREASE	636	1176	4313	1516	883	8.5
TOTAL SOURCES OF FUNDS	15317	23237	22844	18521	20679	7.8
UPSTREAM CAPITAL EXPEND.	6881	6758	6327	6610	7521	2.3
DOWNSTREAM CAPITAL EXPEND.	782	2021	2501	1704	1055	7.8
OTHER CDN. CAPITAL EXPEND.	598	1300	1572	1127	780	6.9
TOTAL CAPITAL EXP. IN CANADA	8261	10079	10399	9441	9356	3.2
CAPITAL EXPENDITURE IN U.S.A.	800	1038	545	312	293	-22.2
OTHER FOREIGN CAPITAL EXPEND.	344	744	568	443	360	1.1
TOTAL FOREIGN CAPITAL EXPEND.	1144	1782	1114	755	653	-13.1
TOTAL COMPANY CAPITAL EXPEND.	9405	11861	11513	10195	10009	1.6
DIVIDENDS	973	1173	1117	1156	1304	7.6
REDUCTION OF EQUITY	204	386	697	638	186	-2.3
TOTAL DIVID. & EQUITY REDUCT.	1177	1559	1814	1794	1490	6.1
NET DECREASE IN LONG-TERM DEBT	608	664	3595	1630	2525	42.8
ALL OTHER APPLICATIONS	1640	6863	4677	2923	2224	7.9
WORKING CAPITAL INCREASE	2487	2290	1245	1978	4430	15.5
TOTAL APPLICATIONS OF FUNDS	15317	23237	22844	18521	20679	7.8

GLOSSARY OF TERMS

GENERAL DEFINITIONS(1)

Acquisitions--the acquisition of shares of other petroleum companies or the purchase of assets from such companies. Capital outlays for these purposes are included under the category 'All Other Uses of Funds' in monitoring reports. (Acquisitions)

All Other Sources of Funds--proceeds from the sale of assets or long-term investments and pre-payment received for future production. Included here would also be a reclassification of debt that occurred in 1984. (Autres sources de fonds)

All Other Uses of Funds--includes applications such as acquisitions, purchases of used machinery and equipment, and long-term investments. (Autres affectations des fonds)

Amortization--is the charge to expense over time of assets, other than depreciation, depletion, and exploration and development expensed to current operations. It also includes here gains or losses on disposal of assets and write-downs of assets. (Amortissement)

Canada Lands--areas of Canada outside provincial boundaries. (Terres du Canada)

Canadian Control--in general a company is Canadian-controlled when 50% or more of its voting shares are held by Canadian residents either directly or indirectly. In a few exceptional cases, when a significant block of shares is held by Canadian residents and the remaining shares are widely held, a company may be effectively Canadian-controlled even though more than 50% of the voting shares are held by non-residents. (Contrôle Canadien)

Canadian Ownership--the proportion of the total voting shares of a company held, either directly or indirectly (through other corporations), by Canadian residents. (Participation Canadienne)

Capital Employed--the net book value of total assets, less current liabilities. (Capital utilisé)

Capital Expenditures--investments in new machinery, equipment, structures and resource properties, whether capitalized or charged directly to current operations, as well as intangibles (e.g. cost of leased equipment), capitalized interest and capitalized repair expenditures. (Dépenses de capital)

Current Income Tax--the portion of the provision for income taxes, both federal and provincial, pertaining to the reporting period and assumed to be currently due. (Impôt sur le revenue courant)

Debt/Equity Ratio--the ratio of long-term liabilities (over one year) to shareholders' equity (share capital plus retained earnings) at the end of a period. Depending upon their terms and conditions, preferred shares may be classified as either debt or equity (see 'long-term debt'). (Rapport d'endettement)

---

(1) Specific tax-related definitions are grouped together on pages C-5 to C-9.

Deferred Income Taxes--taxes accrued and reflected as an expense in the income statement, but not payable in the financial reporting period. Income taxes are deferred, for example, when companies write off capital assets (using capital cost allowances) for income tax purposes at rates that exceed those employed in preparing their financial reports. (Impôt reporté)

Depletion--the amount charged to expense in the company's financial statements, which relates to depletable assets that have been capitalized. This is not the earned depletion allowance calculated for income tax purposes. (Epuisement)

Depreciation--the amount charged to expense which relates to depreciable assets that have been capitalized. This is not the amount of capital cost allowance that is used to compute depreciation for income tax purposes. (Dépréciation)

Development Expenditures--includes drilling and well completion costs in an area of already proven oil or natural gas reserves, expenditures on field gathering and separation systems, and the cost of acquiring proven reserves. (Dépenses de mise en valeur)

Downstream Segment--includes refining, marketing, transportation and petrochemical operations. (Secteur aval)

Energy Mining--capital expenditures associated with uranium and coal mining (excludes oil sands mining). (Extraction des ressources énergétiques)

Equity--the book value of shareholders' paid-up capital, contributed surplus and retained earnings. (Avoir propre)

Exploration Costs--include all lease fees and land acquisition costs, geological and geophysical expenditures, and exploratory drilling costs whether capitalized or expensed. Exploratory drilling is generally defined as a well drilled outside a proven area, or within a proven area but to a previously untested zone, in order to determine whether oil or gas reserves exist. Also included are costs of dry wells, casing and other materials and equipment abandoned in place. (Frais d'exploration)

External Sources of Funds--funds obtained from sources other than internal cash flow. Long-term debt and equity are the main examples. (Sources externes de fonds)

Full Cost Accounting--an accounting method under which all costs incurred in prospecting for reserves and in acquiring, exploring and developing properties within cost centres are capitalized and charged to expense as the reserves deemed to be related to those costs are produced. Costs incurred include prospecting, leasing, acquisition, retention, exploration and development costs, and associated indirect costs (i.e. general and administrative costs). Operating costs are charged to expense as incurred. (Méthode de capitalisation du coût entier)

Incremental Oil Revenue Tax (IORT)/Incremental Resource Royalty Tax (IRRT)--the IORT is a federal tax imposed at a rate of 50% on incremental old oil revenues after a deduction for associated incremental royalties. Incremental revenue is the difference between the actual revenue received from oil production and the revenue that would have been received had the NEP price schedule prevailed. Incremental royalties, other than Crown royalties, are subject to the IRRT, also at a 50% rate. Income subject to the IORT or the IRRT is not subject to income tax. Both taxes were suspended on June 1, 1982 and have been removed as a result of the agreement reached by the Western Accord. (Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires/Taxe sur les redevances supplémentaires afférentes aux ressources)

Integrated Companies--companies that individually have significant revenues in both the upstream and downstream segments. Each of these companies has sizeable refined product, marketing and distribution operations. (Sociétés intégrées)

Internal Cash Flow--includes net income after tax plus exploration and development expenditures expensed in the current period, depreciation, depletion, amortization and deferred income taxes. (Ressources d'autofinancement)

Junior Producers--companies that are predominantly exploration and production oriented and that individually generate less than 1% of industry upstream revenues. (Petits producteurs)

Long-term Debt--debt that has a maturity date greater than one year. Preferred shares may be treated as long-term debt when they are redeemable for a fixed amount without conversion privileges or voting rights. (Dette à long terme)

Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT)--a federal excise tax imposed on marketable pipeline gas and natural gas liquids (NGLs). Marketable pipeline gas includes gas used in a processing or reprocessing plant, but excludes volumes reinjected into reservoirs. NGLs include ethanes, propanes, butanes or any mixtures thereof produced from gas at a processing or reprocessing plant. NGGLT is among the taxes whose elimination was agreed to in the Western Accord. (Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel)

New Oil Reference Price (NORP)--the price that is applied to all conventional oil from pools discovered after 1973, incremental oil recovered by the use of an enhanced recovery technique (other than waterflooding), incremental oil from any new or expanded waterflood project commencing after June 30, 1983, oil from infill wells drilled in a pre-NORP oil entity after June 30, 1983, synthetic crude oil, crude oil from Canada Lands, oil from wells in Saskatchewan producing 10 barrels a day or less and all heavy oil in Saskatchewan. The NORP is subject to a ceiling of 100% of the international price. Effective June 1, 1985, the Western Accord allows oil producers to negotiate sales contracts directly with buyers and the market, open to international forces of supply and demand, will determine both the level of prices and price differentials between oils. (Prix de référence du nouveau pétrole)

Non-cash Charges--items expensed in the reporting period that do not require an actual financial outlay in that period, such as depreciation, depletion and amortization. (Frais non monétaires)

Non-conventional Heavy Oil--deposits of density usually greater than 934 kg/m^3 that are for the most part recoverable through enhanced recovery methods. Canadian deposits of heavy oil are typically in the range of 935 to 985 kg/m^3. Main centres are Cold Lake and Lloydminster. (Pétrole lourd non classique)

Oil Export Charge--exports of crude oil and equivalent hydrocarbons and oil products such as motor gasoline, middle distillate, heavy fuel oil and partially processed oil are subject to an export charge. Only those volumes of crude oil and oil products that are found to be surplus to Canada's requirements in the foreseeable future are exported. Since November 1, 1980, the producing provinces receive 50% of all revenues accruing from export charges on crude oil and equivalent hydrocarbons. This charge has been eliminated under the Western Accord. (Redevances d'exportation sur le pétrole)

Oil Sands--crude bitumen resources from deposits that are generally solid unless heated and are of a density usually greater than 985 kg/m^3. Athabasca, Peace River, Wabasca, and Buffalo Head Hills are the main Canadian resource areas. (Sables pétrolifères)

Other Canadian Operations--include drilling services, coal and uranium mining, metal mining, and other non-petroleum related activities. In addition, corporate activities may be included here. (Activité autre au Canada)

Petroleum Compensation Charge (PCC)--a levy imposed on refiners by the Government of Canada. Funds received from this levy are used to finance oil import compensation, to pay higher prices for production qualifying for the New Oil Reference Price (NORP) and to pay for deliveries of Canadian crude oil to Atlantic Canada and for certain exchanges of crude oil between Canada and the United States. Deregulation of oil pricing under the Western Accord eliminates the need for a compensation mechanism. (Redevances d'indemnisation pétrolière)

Petroleum Incentives Program (PIP)--provides direct incentive payments to enterprises conducting exploration and development activities in Canada. The level of incentive varies according to the area of activity and is higher for enterprises that are Canadian controlled and have specified levels of Canadian ownership as determined under the Canadian Ownership and Control Determination Act. The Government of Alberta administers and pays incentives for activities within Alberta and the Petroleum Incentives Administration of the Government of Canada funds and administers the program elsewhere in Canada. Fiscal measures agreed to under the Western Accord include the termination of the PIP program on March 31, 1986 for all activities formerly eligible to receive grants other than exploration expenses incurred in drilling frontier wells required to satisfy commitments under existing Exploration Agreements on Canada Lands. These eligible frontier wells will continue to qualify for PIP during a further grandfathering period which will extend to no later than December 31, 1987. (Programme d'encouragement du secteur pétrolier)

Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT)--a 16% tax on production revenue net of operating costs, non-Crown royalties and, where Crown royalties or taxes based on production are payable, a 25% resource allowance. Qualifying tertiary recovery projects also reduce the tax base by eligible capital costs incurred after 1982 to the extent of pool taxable revenue. Following the November 8, 1984 Economic Statement the $250 thousand credit against PGRT liabilities was increased to $500 thousand for corporations. The Western Accord phases PGRT out of existence by January 1, 1989. In the interim, the PGRT remains non-deductible for income tax purposes. (Taxe sur les recettes pétrolières et gazières)

Production Expenditures--includes all expenditures relating to the production of crude oil and natural gas. Expenditures on natural gas processing plants are included. (Dépenses de production)

Senior Producers--companies that are predominantely exploration and production oriented and that individually have more than 1% of industry upstream revenues. (Grands producteurs)

Special Old Oil Price (SOOP)--a special wellhead price for conventional oil discovered after 1973, qualifying for provincial royalties at new oil rates, but not in receipt of the New Oil Reference Price (NORP) prior to July 1, 1983. SOOP was established at 75% of current world prices on July 1, 1982. Under the terms of the amended energy agreements with Alberta and Saskatchewan, SOOP oil received the NORP price, effective July 1, 1983. (Prix spécial de l'ancien pétrole)

Successful Efforts Accounting--an accounting method by which only costs resulting directly in identifiable future benefits through discovery, acquisition or development of reserves are capitalized. Costs that do not provide identifiable future benefits are expensed as incurred, or are written off when the properties are determined to be non-productive. Such costs include those relating to geological and geophysical studies, retention of undeveloped properties, and non-productive exploration and development efforts. (Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse)

Upstream Segment--activities and operations related to the search for, and development, production, extraction and recovery of crude oil, natural gas, natural gas liquids and sulphur, as well as the production of synthetic oil. (Secteur en amont)

Working Capital--current assets (cash, short-term investments, accounts receivable, inventories) less current liabilities (accounts payable, debts and obligations maturing in less than one year). (Fonds de roulement)

PMA TERMS OF REFERENCE

A. Mandate of the Petroleum Monitoring Agency

The Petroleum Monitoring Agency (PMA) was established to provide public and private users:

- federal and provincial governments
- oil and gas companies
- financial institutions and other business enterprises

with a comprehensive and objective assessment of the financial performance of the petroleum industry in Canada. This is intended to ensure that the soundest possible foundation would be provided for public and private decision-making. This goal is accomplished by publishing semi-annual and annual surveys based on information received directly from oil and gas companies doing business in Canada.

The Agency was created in August 1980 and currently derives its statutory authority from the Energy Monitoring Act.(1) To provide impartiality of reporting and maintain credibility among users, the PMA was established as a separate and independent Agency with its Chairman reporting directly to the Minister of Energy, Mines and Resources.

The Act, at subsection 5(1), sets out that energy enterprises shall file twice a year, returns providing data and information relating to:

(a) ownership and control,
(b) sources and application of funds,
(c) exploration for, development, production, processing, refining and marketing,
(d) costs and revenues and such other matters concerning each of its activities,
(e) deductions, credits, allowances and carry forwards provided under the Income Tax Act,
(f) the distribution and disposition of its revenues and profits,
(g) resources, reserves and properties,
(h) ownership or interest in any other enterprise, and
(i) research and development programs.

Energy enterprises are defined as individuals, corporations, partnerships, trusts or organizations engaged in the exploration for, development, refining and marketing of oil and gas commodities and having consolidated gross annual revenues, or assets in excess of ten million dollars. Regulations prescribe that gross revenues and assets be determined according to accounting standards set out in the Canadian Institute of Chartered Accountants' Handbook. Currently only corporations are surveyed by the Agency. Each energy corporation is required to report on a consolidated basis on the activities of corporations it controls or owns.

---

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.

B. Sources of Data and Information

The data published in the Petroleum Monitoring Survey are aggregate data derived mainly from survey schedules prescribed by regulations.(1) Since part of the Agency's information gathering function falls into areas covered by Statistics Canada, a number of data sharing agreements were negotiated between the PMA and Statistics Canada under Section 11 of the Statistics Act. These agreements reduce the industry's response burden in relation to the Agency's overall information requirements. Information also flows from the PMA to Statistics Canada. Current data sharing arrangements relate to:

1. ownership and control of energy enterprises,
2. capital structure,
3. international flows of funds,
4. research and development expenditures,
5. quarterly corporate financial statistics, and
6. capital expenditures and operating costs.

The first five of these involve transmission of information to PMA; the last includes information on such subjects as exploration, development and production expenditures, and royalties from PMA to Statistics Canada.

C. Coverage of Data

Industry gross revenues covered by the PMA through aggregation of returns from 115 reporting enterprises account for about 87% of industry revenues as determined by Statistics Canada. The remaining 13%of industry revenues accrue to firms having revenues or assets less than the Agency's current reporting thresholds, but which are surveyed by Statistics Canada. The high degree of coverage of industry revenues and the inclusion of all but the smallest energy enterprises enable conclusions drawn from Agency aggregates to be applied to the industry as a whole. Degrees of coverage of other performance indicators are presented below.

COMPARISON OF PMA DATA
WITH 1984 INDUSTRY AGGREGATES

	Percentage of Industry Aggregates Covered (%)
UPSTREAM PRODUCTION REVENUES	87
DOWNSTREAM REVENUES	99
UPSTREAM EXPENDITURES IN CANADA	89
PRODUCTION VOLUMES	
Crude Oil and Liquids (thousands m^3/day)	89
Marketable Natural Gas (millions m^3/day)	84

(1) Currently prescribed schedules are contained in regulation SOR/85-328

D. Comparison of Survey Results - PMA vs. Statistics Canada

The petroleum industry's financial performance is regularly compared to that of other sectors of the economy using aggregate data from Statistics Canada. Net income and rates of return information provided in Chapters 1 to 3 of this report will differ slightly from the results shown in Chapter 4 and in Appendix A-12, based on Statistics Canada data.

Petroleum industry data from Statistics Canada, while covering a greater number of companies than the PMA survey, exclude government business enterprises as well as the foreign activities of Canadian petroleum companies. The PMA survey covers the global activities of petroleum companies operating in Canada, including Crown corporations, provided these companies meet the minimum requirements in terms of assets and revenues. In addition, though Statistics Canada may make adjustments to company reported data, the PMA reports only on the industry's activities as they are submitted. For example, in 1983, a write-down by one large Canadian-controlled company of assets of $1 billion was treated as 'extraordinary' by Statistics Canada, whereas the Agency accepted the activities as 'ordinary' i.e. as reported by the company.

Regarding rates of return, both agencies determine return on capital employed by adding back to net income the after tax portion of interest on long-term debt. While the PMA produces this calculation for each company individually, using the statutory tax rate on that portion of interest expense which would increase net income, the calculation on Statistics Canada aggregate industry results must rely on the effective tax rate, i.e. current taxes as a percentage of net income before taxes.

Rates of return on equity as determined by this Agency may differ from Statistics Canada results because of adjustments to individual company data that the PMA may make. For example, in 1984 a number of petroleum companies reported negative equity which in total amounted to more than $1 billion. According to the PMA's methodology, negative equity is equated to zero to assure that the aggregate equity base is not unduly reduced, thereby overstating rates of return. This type of adjustment cannot be made for the aggregate Statistics Canada data.

E. Ownership and Control Determination

The Agency publishes annually information on the level of Canadian ownership and control of the oil and gas industry in Canada. The methodology and sources of information underlying these analyses are summarized below.

The Agency has adopted a definition of control based on whether Canadian or foreign shareholders have potential control over a reporting enterprise's overall operations. While control is generally based on ownership of 50% or more of voting shares it is possible for effective control to be exercised with a smaller ownership block where the majority of voting rights is widely diffused. Should the concentration of voting rights ownership be insufficient to determine control, the existence of options, key privately held shares, or interlocks of directors with related holding companies become germane to the assignment of control.

For purposes of determining the industry-wide level of ownership, that percentage of the relevent yardstick which represents the ownership of voting rights by non-residents, is assigned to the foreign-owned category, while that of Canadian residents is assigned to the Canadian-owned category.

The most commonly used yardsticks are upstream or total petroleum-related revenues (upstream plus downstream). Ownership and control are generally measured on gross revenues recognizing that these best reflect economic activity and that they are a stable proxy for net economic benefits over time. For example, the deduction of royalties from gross petroleum revenues would have little or no impact on the relative distribution of revenue between Canadian and foreign owners.

Other measurement bases such as assets or capital employed do exist but suffer from the deficiencies of relying upon historical 'book' values rather than current market value, and of being subject to the different accounting techniques used in the petroleum industry such as the full cost and successful efforts methods.

In the case of control, all revenues of the controlled company are assigned to the appropriate control category. Thus, regardless of the percentage ownership of voting rights by non-residents, if the company is effectively controlled by non-residents, then for statistical purposes 100% of its revenues are assigned to the foreign-controlled sector. To illustrate, several integrated companies included in this report, though all foreign controlled, have varying degrees of Canadian ownership (up to 30%). However, 100% of their revenues are allocated to the foreign-controlled sector when measuring the level of foreign control of revenues.

The Agency obtains access to ownership and control information collected under the Corporations and Labour Unions Returns Act (CALURA) from those enterprises which report under the Energy Monitoring Act. CALURA requires detailed disclosure of ownership information from all owners of blocks of shares equal to or greater than 5% of total voting shares. Should a reporting energy enterprise fail to file a timely return under CALURA, regulation SOR/85-328 amending regulations under the Energy Monitoring Act, authorizes the Agency to obtain the ownership and control information directly.

F. Inter-Period Comparability of Results

Canadian Petroleum Industry Monitoring Surveys present comparisons of the current reporting period's results with those of previous, comparable periods. Such comparisons are sensitive to changes in the list of reporting companies defined as the 'industry', in its analytic groups, i.e., integrateds and refiners, and oil and gas producers, and in the control status of reporting enterprises. To permit valid inter-period comparisons, the Agency consistently fixes industry group membership and control according to the reported information for the current period, and imposes that membership and control on results for the prior reporting periods.

Lists of reporting enterprises, i.e., corporations with more than $10 million in assets or sales are updated each reporting period. Newly qualifying enterprises are added to the industry aggregates and the respective group only when results for two comparable reporting periods are available. Occasionally, enterprises exit from the industry during the current period, by acquisition or wind-up. Prior period results for both the industry and the group presented in the current period's report will reflect the exit of the former reporting enterprise: the enterprise is excluded from the current and the prior period aggregates. Should the exit result from acquisition by a reporting enterprise, the acquired enterprise's prior period results are added to those of the acquiring enterprise regardless of whether the acquired enterprise was in the same analytic group as the acquisitor.

Divestitures or acquisitions by reporting enterprises during the current period may result in an enterprise satisfying the inclusion criteria of an analytic group other than that to which it has been assigned in the prior period's Monitoring Survey. For example, where an integrated group member divested itself of its downstream operations during the current period, it would be included in either the senior or junior producer group, depending upon the facts of the matter, for the current period and with that group's aggregate results for the corresponding prior period. It is important to note that all the divesting enterprise's prior period assets and revenues, regardless of the segment of operations, are transferred to the current period analytic group to establish prior period analytic group aggregates.

Similar adjustments to industry and analytic group aggregates are made in cases where ownership switches from Canadian to foreign or vice versa. The current period nationality of ownership determines that of the prior period for purposes of inter-period comparisons.

However, in that part of the annual Monitoring Survey dealing with ownership and control, the analysis takes into account the changes in the control of the reporting companies as they occur. A listing of reporting energy enterprises appears on the inside back cover.

REPORTING ENERGY ENTERPRISES

Aberford Resources Ltd.
AGIP Canada Ltd.
Alberta Energy Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Co.
Amerada Minerals Corp.
American Eagle Oil & Gas Ltd.
American Trading & Production Corp.
Amoco Canada Petroleum Co. Ltd.
Anadarko Petroleum Of Canada
Anderson Exploration Ltd.
Andex Oil Co. Ltd.
Atcor Resources Ltd.
ATS Exploration Ltd.
Barnwell Of Canada Ltd.
Blake Resources Ltd.
Bluesky Oil & Gas Ltd.
Bonanza Resources
Bow Valley Industries Ltd.
BP Canada Inc.
Bralorne Resources Ltd.
Brinco Oil and Gas Ltd.
Campbell Resources
Canada Northwest Energy
Canadian General Electric
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Montana Gas Co.
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Canadian Reserve Oil & Gas Ltd.
Canadian Superior Oil Ltd.
Canadian Worldwide Energy Ltd.
Canterra Energy Ltd.
Carlyle Energy Ltd.
Champlin Canada Ltd.
* Chevron Canada Ltd.
Chevron Canada Resources Ltd.
Chevron Standard Ltd.
Chieftain Development Co.
Co-Enerco Ltd.
Columbia Gas Development of Canada
Conwest Exploration Company Ltd.
Coseka Resources Ltd.
Czar Resources Ltd.
Dekalb Petroleum Corp.
Denison Mines Ltd.
Diamond Shamrock Exploration Ltd.
Dome Canada Ltd.
Dome Petroleum Ltd.
Drummond Oil & Gas Ltd.
Dynamar Energy Ltd.
Dynex Petroleum Ltd.
Exco Energy Ltd.
* Federated Cooperatives Ltd.
Forest Oil Corporation
General American Oils
Geocrude Energy Inc.
* Gulf Canada Ltd.
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Co. Ltd.
* Husky Oil Ltd.
* Imperial Oil Ltd.
Inter-City Gas Corp.
* Irving Oil Ltd.
J.M. Huber
Kerr-McGee Corp.
Koch Exploration Canada Ltd.
LL&E Canada Ltd.
Maligne Resources Ltd.
Maynard Energy Inc.
Merland Exploration Ltd.
Mobil G.C. Canada Ltd.
Mobil Oil Canada Ltd.
* Mohawk Oil Co. Ltd.
Murphy Oil Co. Ltd.
Norcen Energy Resources Ltd.
Northcor Energy Ltd.
Novalta Resources Ltd.
Nova Scotia Resources Ltd.
Numac Oil & Gas Ltd.
Oakwood Petroleum Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydro Carbons Ltd.
Onexco Oil and Gas Ltd.
Page Petroleum Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
PanCanadian Petroleum Ltd.
Pembina Resources Ltd.
Pennzoil Petroleum Ltd.
* Petro-Canada Inc.
Petrorep Canada
* Petrosar Ltd.
Precambrian Shield Resources Ltd.
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Ltd.
Renaissance Energy Ltd.
Roan Resources Ltd.
Roxy Petroleum Ltd.
Saskatchewan Oil & Gas Corp.
Sceptre Resources Ltd.
* Shell Canada Ltd.
Shell Explorer Ltd.
SOQUIP
Star Oil and Gas Ltd.
Sulpetro Ltd.
* Suncor Inc.
Sundance Oil Canada Ltd.
TCPL Resources Ltd.
* Texaco Canada Inc.
Texas Pacific Oil Canada Ltd.
Thomson-Jensen Petroleum Ltd.
Total Petroleum (NA) Ltd.
Trans-Canada Resources Ltd.
Tricentrol Oils Ltd.
Trillium Exploration Corp.
Trilogy Resources Corp.
* Turbo Resources Ltd.
* Ultramar Canada Ltd.
Ultramar Oil & Gas Canada Ltd.
Unicorp Resources Ltd.
Union Oil Co. Of Canada
United Canso Oil & Gas Ltd.
Universal Exploration Ltd.
Voyager Petroleum Ltd.
Wainoco Oil & Gas Ltd.
Westar Petroleum Ltd.
Westburne Petroleum & Minerals Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Western Decalta Petroleum Ltd.
Westmin Resources Ltd.

* Denotes companies included in group of 'Integrateds and Refiners'.
All other companies belong to the category of 'Oil and Gas Producers'.

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER

CANADA

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITE

1984

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1985

N° de cat. M 27-22/1984-2F

ISBN 0-662-93343-5

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

Petroleum Monitoring Agency Canada
Chairman

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Président

L'honorable Pat Carney
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Madame la Ministre,

J'ai le plaisir de vous soumettre le présent rapport qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz en 1984.

Préparé à partie des données fournies par 115 sociétés qui ont fait environ 90 % des recettes de l'industrie pétrolière, ce rapport devrait traduire assez fidèlement le rendement de l'ensemble de l'industrie des hydrocarbures au Canada.

L'ensemble des bénéfices de l'industrie s'est accru en 1984 par rapport à 1983, principalement à cause de la reprise des affaires dans le secteur aval et de l'élimination, en 1984, d'une réduction exceptionelle d'environ 1 milliard de dollars qui avait diminué les bénéfices nets de l'industrie en 1983.

L'augmentation de 141 % des bénéfices nets de 1983 à 1984 démontre clairement comment la situation s'est améliorée. Les réductions exceptionnelles de la valeur de l'actif, surtout lorsqu'elles ne sont le fait que d'une ou quelques rares sociétés ont tendance à fausser les comparaisons entre les bénéfices nets et à limiter leur utilité comme mesures de rendement pour l'ensemble de l'industrie. Les ressources d'autofinancement, qui ne sont pas touchées par les réductions de la valeur de l'actif et qui par conséquent, constituent un instrument de mesure beaucoup plus constant à court terme, se sont accrues de 21 % en 1984 par rapport à l'année précédente.

Le ratio de réinvestissement, soit les dépenses en capital divisées par les ressources d'autofinancement, continue d'être un excellent point de référence pour ce qui est du rendement de l'industrie ; ce ratio prendra plus d'ampleur suite à la signature de l'Accord de l'Ouest. Il est de première importance, toutefois, de ne pas considérer ce ratio isolément ou pour une seule année. Il est évident que l'état de santé de l'industrie laisserait à désirer si l'augmentation du ratio résultait d'une chute des ressources d'autofinancement ; - à l'opposé, un faible ratio de réinvestissement qui résulterait d'un niveau soutenu ou élevé d'investissement associé à une augmentation encore plus rapide des ressources d'autofinancment ne serait pas indicatif d'un faible rendement. Il faut souligner aussi que les ressources d'autofinancment de cette année peuvent devenir les investissements de l'année prochaine.

. . . 2

Canada

580 Booth Street
Ottawa, Ontario K1A 0E4
Telephone (613) 995-7212
(613) 996-4444

580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone (613) 995-7212
(613) 996-4444

Vous trouverez dans les pages suivantes une description de plusieurs nouveaux éléments et des instructions sur la façon de lire ce rapport. Comme toujours, nous avons cherché à améliorer la qualité de l'examen de manière à en accroître l'utilité et à en faciliter la compréhension.

Veuillez agréer, Madame la Ministre, l'expression de mes meilleurs sentiments.

Ralph L. Gillen
Président

Le 11 juillet 1985

NOUVEAUTÉS ET PARTICULARITÉS

L'Examen de 1984 comprend certains nouveaux renseignments; il faut donc établir d'avance certains faits pour bien comprendre ce rapport.

NOUVEAUTÉS

1. Le rapport comprend une liste des noms des sociétés déclarantes qui présentent des rapports à l'Agence. Cette liste se trouve sur la couverture arrière intérieure du rapport.

2. Les sociétés ont été regroupées différemment, de manière à mieux tenir compte de la structure de l'industrie, tout en protégeant l'identité des sociétés déclarantes. Les raffineurs et les sociétés intégrées constituent maintenant une catégorie distincte des producteurs de pétrole et de gaz. Les mentions 'petites' ou 'grandes' sociétés ont été éliminées, sauf lorsqu'elles s'appliquent aux producteurs, et les critères relatifs à cette classification ont été modifiés. La classification par état de contrôle (canadien et étranger) n'est plus présente que pour ce qui concerne l'ensemble de l'industrie. (Les données pour 1981 et 1982, reproduites dans la nouvelle présentation, sont disponibles sur demande).

3. Les taux de rendement sont donnés au chapitre 1er qui a été rédigé à partir des renseignements fournis par l'ASSP plutôt que par Statistique Canada. Ces derniers, au chapitre 4, servent toujours à établir la comparaison entre l'industrie pétrolière et les autres industries, et l'annexe D-3 décrit les problèmes que posent la comparaison entre les deux. Il faut souligner que les bénéfices nets, tels qu'établis par l'ASSP, ne correspondront pas aux chiffres de Statistique Canada, pour plusieurs bonnes raisons.

PARTICULARITÉS

1. Les bénéfices nets comprennent les gains et pertes extraordinaires, en ce qui concerne les données tant de l'ASSP que de Statistique Canada. Il est ainsi possible de tenir compte du fait que les sociétés peuvent avoir des points de vue différents lorsqu'il s'agit de dire qu'une transaction est extraordinaire, et de tenir compte de la nécessité, pour l'Agence, d'examiner le rendement financier de l'industrie, dans sa totalité, sans ajuster les données qui lui sont procurées.

2. Beaucoup de données fournies dans ce rapport sont arrondies, de manière à en faciliter l'utilisation. Les écarts de pourcentage sont toutefois calculés à partir des chiffres fournis à l'annexe B.

Suite

Conclusion des nouveautés et particularités

3. Les activités d'une grande société sous contrôle canadien ont eu une grande influence sur plusieurs résultats importants de la comparaison de 1983 et de 1984

   - en 1983, il y a eu réduction de plus d'un milliard de dollars de la valeur de l'actif, situation qui ne s'est pas reproduite en 1984

   - une somme de près de 3 milliards de dollars de dette à court terme a été réécheloннée en dette à long terme dans le cadre d'un accord global de réaménagement de la dette; cet accord touchait tant les sources que les affectations de fonds, étant donné que la réduction de la dette à court terme s'est traduite par une augmentation du fonds de roulement

   - un décret de remise, en vertu de la Loi sur l'administration financière, a permis le transfert des pertes dans la société avec effet rétroactif, reportant approximativement 250 millions de dollars en impôts courant sur le revenu déjà couru. Il en est résulté des impôts courants négatifs pour 1984.

Comme le rendement de cette société a une grande influence sur un bon nombre des aspects du rendement de l'industrie, nous avons tenu à le souligner dès maintenant plutôt que de le répéter dans le texte.

* * * * * * * * * * * * * * * *

FAITS RÉCENTS

Comme cet examen est toujours publié quelques mois après la fin de l'année visée, sa pertinence peut être influencée par l'évolution de la situation pétrolière pendant la période de publication. Plusieurs faits survenus au cours des premiers mois de 1985 promettent d'avoir des conséquences à long terme sur l'évolution de l'industrie pétrolière.

. . . . L'Accord de l'Ouest déréglemente les prix du pétrole brut canadien et prépare la voix à la fixation du prix du gaz naturel en fonction du marché; il mettra fin au programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) au début de 1986 (certaines dispositions concernant les droits acquis interviendront jusqu'en 1987); il éliminera graduellement la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) d'ici 1989, la nouvelle production étant exemptée de la taxe d'ici là; il permet également une compensation de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières par des déductions relatives à l'exploration et à la mise en valeur, afin d'aider les sociétés qui n'ont pas des recettes suffisantes à réclamer ces déductions en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu. . . . L'Accord atlantique prévoit un nouveau régime de gestion relativement au partage des recettes et à d'autres aspects de la mise en valeur des ressources pétrolières situées au large des côtes de Terre-Neuve.

. . . . L'acquisition de Gulf Canada par Olympia et York, si elle se réalise, et la conclusion d'autres transactions au début de 1985 devraient augmenter considérablement la participation et le contrôle canadiens (voir au chapitre 6).

. . . . Les prix au comptant du brut provenant du marché international, de la mer du Nord et du marché intérieur des États-Unis ont fait preuve de faiblesse au cours du premier semestre de 1985, causant des préoccupations à l'égard des perspectives de marché et d'investissement.

L'EXAMEN DE L'ACTIVITÉ, 1984
TABLE DES MATIÈRES

	Page
RÉSUMÉ ET FAITS SAILLANTS	i
1 - RENDEMENT FINANCIER	1-1
ACTIVITÉ GLOBALE : BÉNÉFICES NETS ET REVENUS EN ESPÈCES	1-1
SECTEUR EN AMONT	1-8
SECTEUR EN AVAL	1-9
AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA	1-9
L'ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER	1-9
2 - SOURCES DES FONDS	2-1
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	2-2
SOURCES EXTERNES DE FONDS	2-3
3 - AFFECTATIONS DES FONDS	3-1
DÉPENSES DE CAPITAL	3-2
RATIO DES INVESTISSEMENTS	3-4
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	3-5
AUTRES AFFECTATIONS	3-5
4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES	4-1
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS	4-1
DÉPENSES DE CAPITAL	4-2
5 - PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS	5-1
PART DE L'INDUSTRIE	5-3
PART DES PROVINCES	5-3
PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL	5-3
6 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE	6-1
7 - ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT	7-1
DÉPENSES DE R-D INTERNE	7-1
DÉPENSES DE R-D EXTERNE	7-2
8 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1980 À 1984	8-1
TENDANCES PRINCIPALES	8-2

LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

Tableau		Page
1	Aperçu de l'activité	1-2
2	Bénéfices nets par secteur et élément	1-3
3	Taux de rendement par secteur et élément	1-4
4	Bénéfices nets par groupe de sociétés	1-6
5	Rendement financier par secteur	1-7
6	Résumé - Sources de fonds	2-1
7	Ressources d'autofinancement par secteur et par segment	2-2
8	Subventions du PESP par région et secteur	2-3
9	Résumé - Affectation des fonds	3-1
10	Dépenses de capital	3-2
11	Comparaison des dépenses de capital - Industrie pétrolière et toutes autres industries non financières	4-2
12	Partage des recettes entre l' industrie et les gouvernements	5-2
13	Participation et contrôle par pays et par secteur	6-2
14	Dépenses de R-D externe au Canada et à l'étranger	7-2
15	Résumé quinquennal de l'activité, de 1980 à 1984	8-1

Graphique		
1	Comparaison des frais d'intérêt et du revenu avant impôt	1-5
2	Dépenses d'exploration au Canada	3-3
3	Ratio des réinvestissements	3-4
4	Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets	3-5
5	Comparaison des bénéfices nets - Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	4-1
6	Partage des recettes entre l'industrie et les gouvernements	5-1
7	Participation et contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière	6-1
8	Dépenses de R-D interne par activité	7-1

ANNEXES

		Page
A	**DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Revue de l'année	A-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-2
3	Prix du pétrole brut canadien: 1979 à 1984	A-3
4	Modifications apportées à la redevance d'indemnisation pétrolière et aux redevances semblables	A-4
5	Bénéfices nets par secteur d'activité et par type de société	A-5
6	Rapport des frais d'intérêts au revenu avant impôts	A-6
7	Ventilation des subventions du PESP par région et par type de dépenses	A-7
8	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-8
9	Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	A-9
10	Dépenses de capital exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement	A-10
11	Paiements de dividendes	A-11
12	Taux de rendement: industrie pétrolière et autres industries	A-12
13	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et type d'activité	A-13
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et dépenses	B-1
2	Rendement financier par grand groupe de sociétés	B-8
3	Sources et affectations de fonds	B-12
4	Dépenses de capital amont au Canada, par emplacement	B-13
5	Dépenses de capital, par activité	B-14
6	Bilan	B-15
7	Volume et valeur de la production	B-16
8	Frais d'exploitation en amont et redevances	B-17
9	État des revenus et dépenses: 1980 - 1984	B-18
10	Sources et affectations des fonds: 1980 - 1984	B-19
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'ASSP**	D-1

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ 1984

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS

RENDEMENT FINANCIER

ACTIVITÉ GLOBALE

- Recettes et bénéfices: Les recettes de l'industrie se sont accrues de 6 % pour se chiffrer à 64,5 milliards de dollars en 1984, par suite de l'augmentation de la production de pétrole classique et de la hausse des prix de pétrole brut et des produits pétroliers. Les bénéfices nets tirés de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 141 %, pour totaliser 3,7 milliards de dollars, ce qui reflète l'absence d'importantes réductions de la valeur de l'actif et une amélioration de tous les secteurs d'entreprise notamment ceux du secteur aval et des 'autres activités au Canada'. Le revenu en espèces tiré de l'activité, soit les ressources d'autofinancement, a augmenté de 21 % pour passer à 10,4 milliards de dollars. Cette augmentation est surtout attribuable :

  - ✔ à l'amélioration de la marge sur le marché de produits pétroliers
  - ✔ à l'augmentation de la production et à la hausse des prix du pétrole brut
  - ✔ au report des impôts courants à payer
  - ✔ au dessaisissement des activités fonctionnant à perte.

- Comparaison des résultats obtenus par les sociétés sous contrôle canadien à ceux des sociétés sous contrôle étranger: Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger se sont accrus de 20 % pour se chiffrer à 2,5 milliards de dollars, en raison de l'augmentation de 375 millions de dollars des bénéfices nets enregistrés au titre des activités aval et de l'accroissement de 100 millions de dollars (5 %) des bénéfices nets amont.

  Les recettes nettes des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 1,8 milliard de dollars, par rapport à une diminution de 560 millions de dollars en 1983. Ces sociétés ont réalisé des bénéfices nets de 1,2 milliard de dollars en 1984. Cette augmentation s'explique principalement par l'absence, en 1984, d'une réduction massive de la valeur de l'actif qui avait fait chuter les bénéfices du secteur sous contrôle canadien en 1983.

- Taux de rendement: En 1984, le taux de rendement du capital investi de l'industrie pétrolière a été de 6,5 %, par rapport à 3,4 % en 1983. Le rendement de l'avoir propre des actionnaires a atteint 10,1 % en 1984, par rapport à 4,6 % en 1983. Les taux de rendement de 1983 avaient été exceptionnellement faibles à cause d'une réduction massive de l' actif.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

L'ACTIVITÉ EN AMONT

- Les recettes en amont se sont accrues de 10 % pour passer à 26,3 milliards de dollars, par suite d'une hausse des prix des producteurs et d'une augmentation de 7 % de la production de pétrole brut. Les bénéfices nets tirés du secteur amont ont augmenté de 24 % pour passer à 3,1 milliards de dollars, ce qui est surtout attribuable au fait que n'ont pas été proportionnelles les hausses des redevances provinciales et que les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées sur les bénéfices nets ont été moindres. De plus, le fait que les réductions de valeur d'actifs aient été beaucoup moins importantes en 1984 par rapport à 1983 a contribué à l'augmentation des profits.

L'ACTIVITÉ EN AVAL

- Les recettes en aval ont augmenté de 4 % pour atteindre 33,4 milliards de dollars, de pair avec la hausse des prix. Les bénéfices sont passés à 370 millions de dollars en 1984 par rapport à une perte de 75 millions de dollars en 1983. L'amélioration des marges de profit est attribuable à un meilleur rendement d'exploitation et à une réduction dans la capacité de production excédentaire.

SOURCES DES FONDS

Au total, les fonds dont disposait l'industrie en 1984 se sont chiffrés à 20,6 milliards de dollars contre 18,7 milliards pour la même période de 1983.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

- Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont augmenté de 21 % pour se chiffrer à 10,4 milliards de dollars en 1984, principalement à cause de l'augmentation des prix à la tête du puits du pétrole brut et de l'amélioration de la marge de profit relativement aux produits pétroliers. Tous les segments d'affaires de l'industrie ont enregistré des hausses.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

- Les fonds provenant de sources externes sont demeurées stables à 10,1 milliards de dollars en 1984, ce qui est surtout attribuable au fait que le rééchelonnement, par une société sous contrôle canadien de près de 3 milliards de dollars de dettes à court terme en dette à long terme a été compensé par la diminution des activités de financement de l'industrie, créant ainsi un rajustment. La nouvelle dette à long terme a diminué de 46 % en 1984 pour se chiffrer à 1 milliard de dollars, et les nouvelles émissions d'actions ont diminué de 37 % pour atteindre une valeur de 1,4 milliard de dollars.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

Subventions du PESP: Les sociétés déclarantes ont évalué les subventions qu'elles ont reçues dans le cadre du PESP à 1,7 milliard de dollars, soit une augmentation de 12 % par rapport à 1983. Plus de 90 % de ces subventions ont été versées à des sociétés sous contrôle canadien.

AFFECTATIONS DES FONDS

DÉPENSES EN CAPITAL

- Total des dépenses en capital: En 1984, ces dépenses se sont établies à 10,2 milliards de dollars, soit une diminution de 1 % par rapport à 1983. L'augmentation de 14 % des dépenses du secteur amont a été plus que compensée par la baisse des dépenses dans tous les autres secteurs d'activité.

- Dépenses d'exploration au Canada: Les dépenses en capital se sont accrues de 13 % pour se chiffrer à 4,8 milliards de dollars. Elles ont augmenté de 5 % dans les terres du Canada et de 23 % dans les terres provinciales. Les dépenses d'exploration engagées dans le terres du Canada composent 47 % du total, par rapport à 51 % en 1983. Les dépenses des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 15 % et celles des sociétés sous contrôle étranger, de 10 %.

- Dépenses aval: Les dépenses en capital du secteur aval ont chuté de 38 % par rapport à l'année 1983, pour s'établir à 1 milliard de dollars, étant donné que la plupart des rajustement apportés à la capacité la diminution de la demande entre 1979 et 1983 s'étaient terminés en 1983.

RATIO DES INVESTISSEMENTS

- L'ensemble des dépenses de capital a absorbé 80 % des ressources d'autofinancement de l'industrie en 1984, soit une diminution de 21 % par rapport au pourcentage de 101 % en 1983. Les dépenses en capital dans le secteur amont equivalaient à 71 % des ressources d'autofinancment tirées des activités amont contre 70 % en 1983.

DIVIDENDES

- Les dividendes ont augmenté de 13 % pour se chiffrer à 1,3 milliard de dollars en 1984. Les paiements de dividendes faits par les sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 18 % pour atteindre 480 millions de dollars, et ceux des sociétés sous contrôle étranger se sont accrus de 10 % pour se chiffrer à 825 millions de dollars. Le total des paiements de dividendes représente 35 % des bénéfices nets contre 76 % en 1983.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Suite)

RENDEMENTS COMPARATIF: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

BÉNÉFICES NETS

- Les données de Statistique Canada montrent que les bénéfices nets que l'industrie pétrolière a tirés de ses activités au Canada ont plus que doublé par rapport à 1983, les sociétés n'ayant pas subi en 1984 les pertes extraordinaires qui s'étaient produites en 1983. Les bénéfices nets, avant le calcul des pertes extraordinaires, ont augmenté de 19 % par rapport à un gain de 32 % pour toutes les autres industries non financières au Canada. Les bénéfices nets de l'industrie pétrolière ont constitué 22 % des recettes nettes des industries non financières, soit une augmentation de 7 % par rapport à 1983.

  Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'industrie pétrolière qui s'est élevé à 10 %, se compare à celui de 10,3 % réalisé par toutes les autres industries non financières.

DÉPENSES EN CAPITAL

- Selon Statistique Canada, les dépenses en capital de l'industrie pétrolière ont diminué de 3 % en 1984 par rapport à 1983. Les dépenses en capital engagées par l'ensemble des industries non financières se sont accrues de 9 %, faisant ainsi passer la part du secteur pétrolier de 38 % en 1983 à 36 % en 1984.

PARTAGE DES RECETTES: L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes totales à partager se sont accrues d'un milliard de dollars pour se chiffrer à 23,1 milliards en 1984. L'industrie et les gouvernements provinciaux ont tiré profit de cette augmentation, alors que le gouvernement fédéral a vu sa part diminuer. Cette part est en effet passée de 21 % en 1983 à 15 % en 1984, principalement à cause de la réduction des recettes tirées de la Taxe sur les liquides de gaz naturel et le gaz naturel et au déficit considérable du Compte d'indemnisation pétrolière. La part de l'industrie est passée de 50 % en 1983 à 54 % en 1984 et celle des gouvernements provinciaux, de 29 à 32 %.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (Conclusion)

TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

D'après les recettes du secteur amont, la participation canadienne, dans l'industrie pétrolière, a augmenté en 1984 pour se chiffrer à 41,8 %, par rapport à 41,3 % à la fin de 1983. Le contrôle canadien des recettes du secteur amont a augmenté d'un peu plus d'un point de pourcentage pour atteindre 39,7 %. La participation et le contrôle canadien du total des recettes reliées au pétrole (amont plus aval) ont augmenté de 0,6 % et 1,8 % en 1984 pour se chiffrer à 39,5 % et 31,4 % respectivement.

ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

L'industrie pétrolière a affecté 270 millions de dollars aux activités de recherche et de développement (R-D) en 1984, soit une diminution de 1 % par rapport à 1983. Les dépenses de R-D 'interne' ont diminué, alors que les travaux effectués à contrat par d'autres sociétés au Canada ont augmenté de 25 %.

RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1980 À 1984

Tendances dignes de mention:

1. Les recettes ont augmenté de 46 % pour se chiffrer à 64,2 milliards de dollars, de 1980 à 1984, s'accroissant ainsi à un taux annuel moyen de 10 %, soit 4 % de plus que le taux d'inflation.

2. Les bénéfices nets ont atteint leur plus bas niveau en 1983, se chiffrant à 2,5 % des recettes, après avoir atteint un sommet de 10,7 % en 1980. Ils ont augmenté depuis pour atteindre 5,7 % des recettes en 1984.

3. Les ressources d'autofinancement considérées comme pourcentage des recettes, ont chuté d'une façon draconienne, passant de 22 % en 1980 à environ 15 % au cours des deux dernières années.

4. Les dépenses en capital ont atteint un sommet en 1981 et 1982, suivant le rythme des importantes dépenses en capital engagées dans le secteur aval et à l'étranger.

5. Les paiements de dividends ont augmenté progressivement de 1980 à 1984 à un taux annuel moyen de 8 %.

1 - RENDEMENT FINANCIER

ACTIVITÉ GLOBALE : BÉNÉFICES NETS ET REVENUS EN ESPÈCES

L'accroissement de la production de pétrole classique, la hausse des prix des producteurs et les gains dans d'autres secteurs d'activités ont entraîné une augmentation de 6 % des recettes globales de l'industrie, qui ont totalisé 64,5 milliards de dollars en 1984(1).

En 1984, les bénéfices nets(2) tirés de l'activité ont augmenté de 2,2 milliards de dollars (141 %) pour se chiffrer à 3,7 milliards de dollars. Les bénéfices nets du secteur amont ont augmenté de 24 % pour atteindre 3,1 milliards de dollars, tandis que ceux du secteur aval ont grimpé de 445 millions de dollars pour totaliser 370 millions, contre une perte de 75 millions en 1983. Les autres activités au Canada ont enregistré une hausse de 700 millions de dollars, pour une perte de 2 millions de dollars en 1984. Les recettes tirées des activités à l'étranger ont également augmenté de 430 millions de dollars, pour un gain net de 235 millions en 1984, par rapport à une perte considérable en 1983.

Les revenus en espèces tirées de l'activité, ont augmenté de 1,8 milliard de dollars (21 %) pour passer à 10,4 milliards de dollars. Cette hausse découle des facteurs suivants:

- l'amélioration de la marge sur le marché des produits pétroliers, résultant de l'amélioration du rendement d'exploitation, de l'affermissement des prix et des gains réalisés sur les stocks à la suite du changement apporté à la RIP, en novembre 1984;
- augmentation de la production et hausse des prix du pétrole brut;
- report de 250 millions de dollars en impôt sur le revenu auparavant imputé à l'impôt courant; et
- dessaisissemant des activités fonctionnant à perte.

L'augmentation importante du pourcentage des bénéfices nets est attribuable à une réduction d'environ 1 milliard de dollars de la valeur de l'actif (et qui ne se reproduit pas en 1984) dans le secteur amont et d'autres secteurs de l'activité canadienne en 1983.

---

(1) L'annexe C contient un glossaire des termes techniques.
(2) Bénéfices nets après impôts et poste extraordinaires.

Tableau 1. APERÇU DE L'ACTIVITÉ[a]

	1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	----- en milliards de $ ------			(%)
RECETTES TOTALES	60,5 $	64,5 $	4,0 $	6
moins: Frais d'exploitation	7,9	8,4	0,5	7
Frais d'intérêts	2,5	2,8	0,3	11
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	10,2	10,9	0,7	7
Autres dépenses en espèces	29,1	29,1	-	-
Impôt sur le revenu - fédéral	1,9	2,3	0,4	18
- provincial	0,3	0,6	0,3	127
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	8,6	10,4	1,8	21
moins: Réductions de la valeur de l'actif[b]	5,8	4,9	(0,9)	(14)
Impôts reportés	1,4	2,0	0,6	42
Gains inhabituels	0,1	0,2	0,1	142
BÉNÉFICES NETS[1]	1,5	3,7	2,2	141

NOTA: (a) Le total peut ne pas être exact, les chiffres étant arrondis. Voir le tableau 5 (page 1-7) pour la ventilation par secteur d'activité.

(b) La rubrique 'réduction de la valeur de l'actif' est constituée de frais non pécuniaires et de dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées sur les activités courantes.

a. Bénéfices nets par secteur

Les bénéfices nets de l'industrie pétrolière dans l'ensemble ont augmenté de deux fois et demie (2,2 milliards de dollars) pour se chiffrer à 3,7 milliards de dollars en 1984. Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger se sont accrus de 20 % pour atteindre 2,5 milliards de dollars, tandis que ceux des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 1,8 milliard de dollars, contre une perte de 560 millions de dollars en 1983, pour un profit de 1,2 milliard de dollars en 1984.

L'augmentation draconienne des bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien peut s'expliquer par le fait qu'en 1983, il y avait une réduction d'un milliard de dollars de la valeur de l'actif dans le secteur amont et dans d'autres activités canadiennes, ce qui ne s'est pas reproduit en 1984. Mais même sans les effets de la réduction, les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien auraient plus que doublé. Il y a eu amélioration dans tous les éléments sous contrôle canadien. Les ressources d'autofinancement pour l'ensemble du secteur, non touchées par des réductions, ont augmenté de 31 % en 1984 pour atteindre 4,7 milliards de dollars.

---

(1) Bénéfices nets après impôt et poste extraordinaires.

La hausse de 425 millions de dollars des bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger est attribuable en grande partie à une augmentation de 375 millions de dollars des bénéfices nets tirés du l'activité aval. Ce secteur avait subi une perte de 30 millions de dollars en 1983, alors que ses bénéfices nets ont atteint 345 millions de dollars en 1984. L'augmentation des bénéfices nets en aval résulte de l'amélioration de la marge, dans le cas des produits pétroliers. L'élément sous contrôle étranger du secteur amont a connu une hausse de 5 % (100 millions de dollars) des bénéfices nets qui se sont chiffrés à 2,3 milliards de dollars, à cause de l'augmentation de la production et de la hausse des prix. Les ressources d'autofinancement de ces sociétés se sont élevées à 5,8 milliards de dollars, soit une hausse de 15 % par rapport à 1983.

Tableau 2. BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR ET ÉLÉMENT

	1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	---- en milliards de $ ----			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	0,3 $	0,8 $	0,5 $	159
Aval	(0,1)	-	0,1	-
Autres[a]	(0,8)	0,4	1,2	-
Total des sociétés sous contrôle canadien	(0,6)	1,2	1,8	-
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	2,2	2,3	0,1	5
Aval	-	0,3	0,3	-
Autres[a]	(0,1)	(0,1)	-	-
Total des sociétés sous contrôle étranger	2,1	2,5	0,4	20
TOTAL POUR L'INDUSTRIE	1,5	3,7	2,2	141

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des autre activités au Canada. Les annexes A-5 et B-1 donnent plus de précisions.

b. Taux de rendement[1]

Rendement du capital utilisé

En 1984, le taux de rendement du capital utilisé par l'industrie pétrolière canadienne s'élevait à 6,5 %, soit presque le double des 3,4 % enregistrés en 1983, année oH une réduction de la valeur de l'actif avait entraîné une diminution draconnienne des bénéfices nets et du taux de rendement.

Les sociétés sous contrôle étranger ont obtenu un taux de rendement de 8,5 % du capital utilisé dans l'ensemble des activités, soit un demi-point de pourcentage de plus qu'en 1983. Le secteur amont de l'industrie a obtenu un taux de rendement de 12,6 % du capital utilisé en 1984, contre 13,9 % en 1983.

Le taux de rendement du capital utilisé à 4,9 % par les sociétés sous contrôle canadien était légèrement supérieur à la moitié de celui enregistré par les sociétés sous contrôle étranger, mais a fortement augmenté comparativement au résultat de 1983. La faiblesse des taux de rendement des sociétés sous contrôle canadien est attribuable aux nombreuses prises en charge de sociétés en 1981 et 1982, pour les quelles il a fallu verser des primes considérables à l'égard des actifs acquis.

Rendement des capitaux propres

Le taux de rendement des capitaux propres des actionnaires de l'ensemble de l'industrie pétrolière canadienne se chiffrait à 10,1 % en 1984, contre 4,6 % en 1983. Une fois encore, cette augmentation est principalement attribuable à une réduction de la valeur de l'actif, en 1983, qui ne s'est pas reproduite en 1984. Les prises en charge ont réduit les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien et, dans la mesure où elles étaient financées par actions, ont augmenté la base. Les sociétés sous contrôle étranger ont obtenu presque le double du rendement des sociétés sous contrôle canadien.

Tableau 3. TAUX DE RENDEMENT PAR SECTEUR ET ÉLÉMENT

	Contrôle Canadien		Contrôle Étranger		Total Industrie	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	---------- (%) ----------					
CAPITAL UTILISÉ						
Activité globale	(0,2)	4,9	7,9	8,5	3,4	6,5
Activité au Canada	0,3	4,7	8,0	8,5	3,8	6,5
Activité amont	2,3	4,7	13,9	12,6	6,7	7,9
AVOIR PROPRE						
Activité globale	(3,7)	7,2	11,4	12,4	4,6	10,1
Activité au Canada	(2,4)	6,1	11,4	12,4	5,3	9,7

(1) Les taux de rendement sont calculés à partir des données fournies directement à l'ASSP par les sociétés déclarantes. Q l'annexe A-12, il y a comparaison de ces données avec celles résultant du calcul effectué par Statistiques Canada.

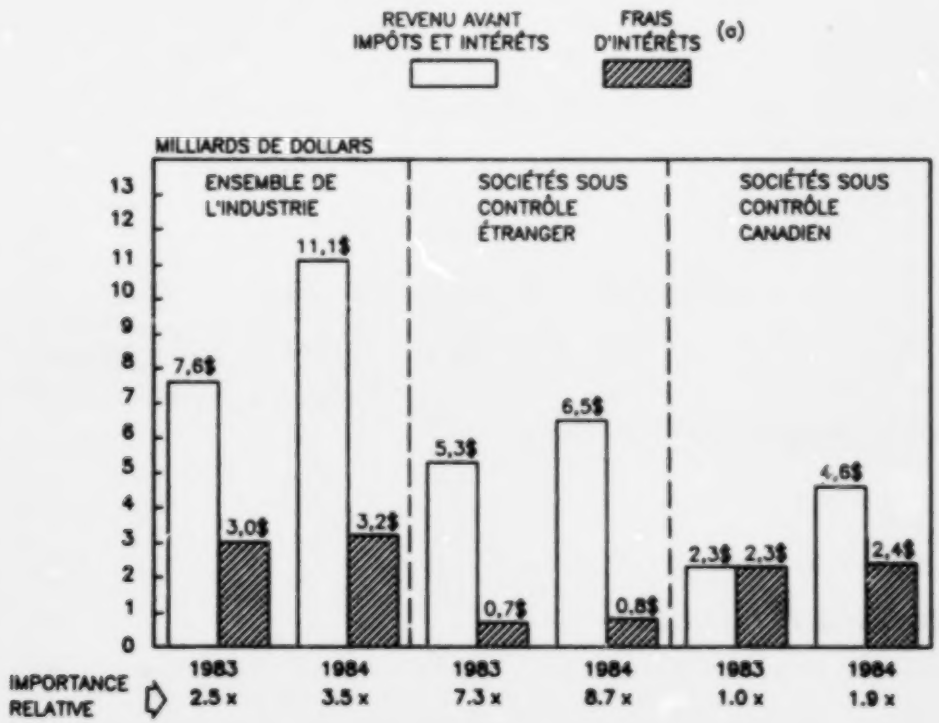
c. Ratio de couverture de l'intérêt

Pour l'ensemble de l'industrie, le revenu global avant impôt et paiment des intérêts était de 3,5 fois supérieur à l'ensemble des frais d'intérêts aussi bien capitalisés que payés, ce rapport qui était de 2,5 en 1983. Même si les sociétés sous contrôle canadien ont réduit leur dette à long terme, les frais d'intérêts ont quelque peu augmenté à cause du niveau plus élevé des taux d'intérêt et de la baisse de la valeur du dollar canadien (certaines dettes de l'industrie sont en dollars américains). Toutefois, l'augmentation de 2,3 milliards de dollars du revenu global avant impôt et intérêts a plus que compensé la hausse des frais d'intérêts et a fait passer de 1,0 à 1,9 le ratio de couverture de l'intérêt. Prés de la moitié de la hausse du revenu global avant impôt et intérêts s'explique par la réduction de la valeur de l'actif, en 1983.

En 1984, les sociétés sous contrôle étranger ont légèrement abaissé leur niveau d'endettement, mais ont encore dû payer des frais d'intérêt légèrement supérieurs. L'augmentation de 1,2 milliards de dollars du revenu global avant intérêts et impôt a accru le ratio de couverture de l'intérêt qui est passé de 7,3 à 8,7.

L'analyse des frais d'intérêts porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné que c'est sans uniformité ni cohérence que les sociétés répartissent les frais d'intérêts entre les différents secteurs économiques, soit en amont, en aval, activités autres au Canada et activités à l'étranger.

Graphique 1. COMPARAISON DES FRAIS D'INTÉRÊT ET DU REVENU AVANT IMPÔT



NOTA: (a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt et dépensés et capitalisés. L'annexe A-6 donne plus de détails.

d. Bénefices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs

Un total de 14 sociétés regroupées dans la catégorie 'sociétés intégrées et raffineurs' compose presque la totalité du secteur amont (99 %) et 40 % du secteur aval. Les bénéfices nets de ce groupe ont doublé, passant d'un milliard de dollars en 1983 à 2,1 milliards en 1984. Les bénéfices nets tirés des activités amont s'élevaient à 1,5 milliard de dollars en 1984, soit 150 millions (11 %) de plus qu'en 1983. Cette augmentation est en partie attribuable à la hausse des prix, étant donné qu'une part accrue de la production de pétrole classique de ce groupe est devenue admissible au prix de référence du nouveau pétrole (PRNP). En 1984, ce groupe a connu la plus importante augmentation de ses bénéfices nets dans le secteur amont, soit 480 millions de dollars, aprés avoir subi une perte nette de 110 millions de dollars en 1983, il a obtenu des bénéfices nets de 370 millions de dollars en 1984. Les autres activités au Canada et à l'étranger ont amené moins de 4 % des recettes de ce groupe en 1984, et les pertes nettes de 270 millions de dollars en 1983 se sont transformées en un profit de 160 millions de dollars en 1984, principalement à cause d'un gain extraordinaire de 200 millions de dollars.

Producteurs de pétrole et de gaz

Les 101 'producteurs de pétrole et de gaz' oeuvrent presque exclusivement dans le secteur amont. En 1984, les bénéfices nets de ce groupe ont triplé pour atteindre 1,6 milliards de dollars, contre 530 millions de dollars en 1983. Une réduction d'un milliard de dollars de la valeur de l'actif en 1983 est la principale cause de cette augmentation. Cette réduction avait touché tous les secteurs, sauf le secteur aval. En 1984, les bénéfices nets des producteurs en amont ont augmenté de 39 % pour se chiffrer à 1,5 milliards de dollars. Les prix plus élevés et l'augmentation de la production se sont traduits par un accroissement de 14 % des recettes qui se sont chiffrées à 15,7 milliards de dollars (annexe B-1). Les frais d'intérêts attribués secteur amont ont augmenté de 16 % pour atteindre 1,5 milliard de dollars. Bien que les activités aval des producteurs soient négligeables pour ce qui est des recettes (moins de 2 %), les autres activités au Canada et à l'étranger qui sont à l'origine de 16 % des recettes ont généré un gain de 700 millions de dollars en bénéfices nets, transformant une perte de 625 millions de dollars en 1983 en un profit de 75 millions de dollars en 1984.

Tableau 4. BÉNÉFICES NETS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS

	1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	----- milliards de $ -----			(%)
SOCIÉTÉS INTÉGRÉES ET RAFFINEURS				
Amont	1,4 $	1,5 $	0,1 $	11
Aval	(0,1)	0,4	0,5	-
Autres[a]	(0,3)	0,2	0,5	-
Total - Sociétés intégrées et raffineurs	1,0	2,1	1,1	106
PRODUCTEURS DE PÉTROLE ET DE GAZ				
Amont	1,1	1,5	0,4	39
Aval	-	-	-	-
Autres[a]	(0,6)	0,1	0,7	-
Total - Producteurs	0,5	1,6	1,1	209
TOTAL, INDUSTRIE	1,5	3,7	2,2	141

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et les activités autres au Canada. Voir les détails à l'annexe B-1.

Tableau 5. RENDEMENT FINANCIER PAR SECTEUR [a]

	AMONT				AVAL			
	1983	1984	Augmentation (Diminution)		1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	- - en milliards de $ - -			(%)	- - en milliards de $ - -			(%)
RECETTES TOTALES	23,8 $	26,3 $	2,5 $	10	32,2 $	33,4 $	1,2 $	4
moins: Frais d'exploitation	3,8	4,3	0,5	14	2,7	2,8	0,1	1
Frais d'intérêts	1,4	1,6	0,2	12	0,2	0,3	0,1	36
Redevances, taxes	6,1	6,4	0,3	5	2,0	2,2	0,2	8
TRPG, TRPS, TGNLGN	2,0	2,2	0,2	9	-	-	-	-
Autres dépenses	4,2	4,0	(0,2)	(6)	27,4	27,7	0,3	1
REVENUS AVANT IMPÔT	6,3	7,8	1,5	24	(0,3)	0,4	0,7	-
moins: Impôts courants	2,6	2,9	0,3	11	(0,4)	-	0,4	-
Impôts reportés	1,2	1,8	0,6	47	0,2	0,1	(0,1)	(61)
Gains inhabituels	-	-	-	-	-	0,1	0,1	-
BÉNÉFICES NETS	2,5	3,1	0,6	24	(0,1)	0,4	0,5	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	7,3	8,3	1,0	14	0,8	1,1	0,3	36

	ACTIVITÉS AUTRES[c] AU CANADA				ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	2,9	3,1	0,2	4	1,6	1,7	0,1	7
moins: Frais d'exploitation	0,9	0,8	(0,1)	(12)	0,4	0,5	0,1	24
Frais d'intérêts	0,7	0,7	-	(5)	0,1	0,2	0,1	30
Autres dépenses	2,2	1,7	(0,5)	(24)	1,1	0,8	(0,3)	(27)
REVENUS AVANT IMPÔT	(0,9)	(0,1)	0,8	-	-	0,2	0,2	-
moins: Impôts courants	(0,1)	(0,2)	(0,1)	-	0,1	0,1	-	48
Impôts reportés	(0,1)	(0,1)	0,2	-	0,1	0,1	-	(4)
Gains inhabituels	-	-	-	-	-	0,2	0,2	-
BÉNÉFICES NETS	(0,7)	-	0,7	-	(0,2)	0,2	0,4	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	0,1	0,5	0,4	-	0,5	0,6	0,1	24

NOTA: (a) Les variations en pourcentage reflètent les données détaillées, non arrondies, exposées au tableau 1 de l'annexe B.

(b) Les ressources d'autofinancement sont constituées de la somme des bénéfices nets, des impôts reportés et des postes hors caisse, tels la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement et les frais d'exploration et de mise en valeur imputés à la période visée par les rapports.

(c) Comprend les services de forage, les pipe-lines, l'extraction de charbon et de l'uranium, l'extraction des métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

SECTEUR EN AMONT

Les recettes tirées du secteur amont ont augmenté de 10 % pour se chiffrer à 26,3 milliards de dollars, par suite de la hausse des prix à la tête de puits[1] et d'une augmentation de 7 % de la production de pétrole brut (annexe A-2). Le remplacement des importations de pétrole qui s'est poursuivi et l'accroissement des exportations de pétrole brut ont permis cette augmentation de la production. De plus, la consommation canadienne s'est accrue de 1 %. L'augmentation des ventes de gaz naturel, tant à l'étranger (+6 %) qu'au Canada (+7 %), a également contribué à la croissance des recettes dans le secteur amont. L'accroissement de la production de pétrole brut classique a plus que compensé la réduction de la production de pétrole tiré des sables pétrolifères causée par la fermeture de l'usine de la Syncrude de la mi-août jusqu'en décembre 1984, par suite d'un incendie.

Les bénéfices nets du secteur amont, qui se situent à 3,1 milliards de dollars, ont donc augmenté de 24 % en 1984 par rapport à 1983, en raison des facteurs énumérés ci-dessus et d'une hausse (+5 %) des redevances provinciales moins élevée que si elle était proportionelle aux taux de croissance des recettes. La faible hausse des paiements de redevances est due au fait que les redevances élevées à payer sur une production accrue ont été en partie compensées par une diminution importante des redevances en provenance la Syncrude. Ces redevances, qui sont fonction des bénéfices, ont été réduites à cause de l'augmentation des dépenses en capital (qui sont déductibles dans le calcul des redevances de la Syncrude) et de la diminution des recettes résultant de la fermeture temporaire de l'usine. De plus, les bénéfices ont augmenté grâce à une diminution des frais d'exploration et de mise en valeur et en raison des réductions de la valeur de l'actif mentionnées ci-avant.

Ce rendement positif a été en partie annulé par une augmentation de 14 % des frais d'exploitation, qui se sont chiffrés à 4,3 milliards de dollars. De plus, les frais d'intérêt imputés au secteur amont se sont accrus de 12 % pour atteindre 1,6 milliard de dollars. Les dettes importantes de quelques sociétés étant à payer au cours du dollar américain, les paiements en dollars canadiens ont dû être accrue à mesure que le dollar canadien perdait de sa valeur par rapport à la monnaie américaine. De plus, les impôts courants et reportés se sont accrus de 11 % et 47 % , respectivement. L'impôt courant aurait été beaucoup plus élevé si un important paiement fiscal n'avait pas été reporté.

Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une augmentation de 159 % (490 millions de dollars) de leurs bénéfices nets en provenance du secteur amont, principalement à cause de réductions plus faibles de la valeur de l'actif et de l'augmentation modérée des paiements de redevances. Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger se sont accrus de 5 % (100 millions de dollars), principalement à cause de la réduction des frais d'intérêt et des frais d'exploration et de mise en valeur imputés sur les activités courantes.

---

(1) Le prix à la tête de puits de 'l'ancien' pétrole était de 187,22 $ le mètre cube (29,75 $ le baril) en 1983 et 1984. Depuis le 1 er juillet 1983, le prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) s'applique à l'ancien pétrole spécial. De plus, la production supplémentaire tirée des nouveaux projets de récupération secondaire par injection d'eau est admissible à des prix plus élevés depuis le 30 juin 1983. Le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta a été de 2,79 $ le gigajoule (2,99 $ le millier de pied cube) en 1984, soit une augmentation de 31 cents par gigajoule par rapport à 1983. Le prix moyen du gaz naturel exporté aux États-Unis est passé de 5,18 dollars le gigajoule en 1983 à 4,80 dollars le gigajoule en 1984, à cause de la réduction (à partir du 11 avril 1983) du prix à la frontière et l'introduction du régime de tarifs d'incitation reliés au volume (TIRV).

SECTEUR EN AVAL

Les recettes du secteur aval ont augmenté de 4 % pour passer à 33,4 milliards de dollars, suite à l'affermissement des prix. Il y a donc eu augmentation des bénéfices nets dans ce secteur; la perte de 75 millions en 1983 s'est transformée en un profit de 370 millions de dollars en 1984. L'amélioration du rendement d'exploitation a également favorisé cet accroissement des bénéfices nets. Toutefois, une partie de l'augmentation des bénéfices nets du secteur aval est attribuable aux profits fictifs réalisés sur les stocks à la suite de l'augmentation de la redevance d'indemnisation pétrolière (RIP), en novembre 1984. Les raffineurs canadiens ont éliminé la capacité excédentaire, en 1983 et au début de 1984, et l'utilisation moyenne de la capacité de raffinage a augmenté jusqu'à 77 % en 1984, en regard de 70 % en 1983. Les marchés des produits se sont également améliorés et les marges de profit[1] sont passées de moins 1 % en 1983 à 1,3 % en 1984. Les ressources d'autofinancement dans ce secteur se sont accrues de 36 % pour se chiffrer à 1,1 milliard de dollars.

L'impôt courant sur l'activité en aval avait été négatif en 1983, constituant la récupération de 445 millions de dollars d'impôts déjà payés. En 1984, il s'est élevé à 5 millions de dollars. Cet impôt d'abord négatif puis faible s'explique par les importants débours de capitaux et les pertes d'exploitation des périodes antérieures. Les reports fiscaux imputés sur les bénéfices nets ont diminué de 61 % pour se chiffrer à 85 millions de dollars.

AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA

Ce secteur économique a enregistré une perte de 2 millions de dollars en 1984 par rapport à une perte de 700 millions en 1983. La perte de 1983 était attribuable aux fortes réductions de la valeur de l'actif mentionnées précédemment. Le fait que certaines sociétés aient vendu des exploitations non rentables en 1983 a également contribué à l'augmentation des bénéfices nets en 1984. De plus, l'impôt courant est passé de moins 80 millions de dollars en 1983 à moins 220 millions de dollars en 1984, étant donné que certaines sociétés ont constitué des provisions pour pertes reportées. Les ressources d'autofinancement sont passées de 50 millions de dollars en 1983 à 495 millions de dollars en 1984.

Tel que noté dans les examens de l'activité antérieurs, un certain nombre de sociétés traitent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt comme imputés à la fonction entreprise qui, par définition, fait partie intégrante des "autres activités canadiennes". Même si un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leur frais d'intérêt à d'autres secteurs, 24 % de tous les frais d'intérêt d'une industrie sont toujours imputés à ce secteur qui ne produits que 5 % du total des recettes.

ACTIVITÉ À L'ÉTRANGER

Les pertes après impôt sont passées de 195 millions de dollars en 1983 à un profit de 235 millions en 1984. L'absence de réduction de la valeur de l'actif des propriétés pétrolières et gazières et un gain extraordinaire au cours de 1984 constituent les principaux facteurs d'augmentation.

---

(1) La marge de profit désigne les revenus avant impôt exprimés en pourcentage des recettes totales.

2 - SOURCES DES FONDS

Les fonds de toutes provenances dont disposaient l'industrie se sont chiffrés à 20,6 milliards de dollars en 1984 comparativement à 18,7 milliards en 1983. Les fonds produits par d'exploitation ont augmenté de 21 % pour passer à 10,4 milliards de dollars, tandis que les fonds provenant de sources externes sont demeurés stables à 10,1 milliards. Certains éléments ont toutefois subi d'importants changements: la catégorie 'toutes autres sources' a augmenté de 2,2 milliards de dollars à cause du rééchelonnement de la dette à court terme en dette à long terme, tandis que la nouvelle dette à long terme et le financement par actions ont diminué de 1,7 milliard. Les sources externes ont fourni 49 % de la totalité des fonds dont disposaient l'industrie, soit une diminution de 54 % par rapport à 1983.

Tableau 6. RÉSUMÉ - SOURCES DE FONDS[a]

	1983	1984	Augmentation (Diminution)		Part du total 1983	Part du total 1984
	- - en milliards de $ - -			(%)	(%)	
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT						
Bénéfices nets (avant postes inhabituels)	1,5 $	3,5 $	2,0 $	141	8	17
Postes hors-caisse[b]	7,1	6,9	(0,2)	(3)	38	34
Total des ressources d'autofinancement	8,6	10,4	1,8	21	46	51
SOURCES EXTERNES						
Nouvelle dette à long terme[c]	1,9	1,0	(0,9)	(46)	10	5
Nouvelles participations[c]	2,2	1,4	(0,8)	(37)	12	7
Diminution du fonds de roulement[c]	1,5	0,8	(0,7)	(45)	8	4
PESP et autres subventions	1,7	1,8	0,1	9	9	9
Toutes autres sources[d]	2,9	5,1	2,2	76	15	24
Total des sources externes	10,1	10,1	-	-	54	49
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	18,7	20,6	1,9	10	100	100

NOTA: (a) Le tableau 2 de l'annexe B donne plus de détails à ce sujet.

(b) Comprend les impôts reportés, les dépenses d'exploration et de mise en valeur déduites du revenu courant, ainsi que les autres postes hors-caisse (la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement) qui n'ont pas nécessité de mise de fonds au cours de la période visée par le présent rapport.

(c) Les chiffres représentent les montants nets de la nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des nouveaux fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds de ces sources. Une diminution nette dans ces catégories, déclarée par certaines sociétés, est inscrite au titre de la rubrique 'Affectations de fonds' des Tableau 9 (page 3-1).

(d) Comprend les gains inhabituels; les pertes inhabituelles figurent au titre 'Autre affectations de fonds' dans le tableau 9.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont augmenté de 21 % pour se chiffrer à 10,4 milliards de dollars en 1984, en raison surtout de la hausse des prix du pétrole brut à la tête de puits et de l'amélioration de la marge pour ce qui est des produits pétroliers. Tous les secteurs d'affaires ont enregistré des hausses; les ressources d'autofinancement en amont se sont accrues de 14 % (1 milliard de dollars) pour totaliser 8,3 milliards de dollars, tandis que les trois autres secteurs ont connu une augmentation globale de 0,8 milliard par rapport à 1983, pour se chiffrer à 2,1 milliards en 1984.

Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle canadien ont bénéficié d'une augmentation de 31 % ou 1,1 milliard de dollars, en raison surtout de la hausse minime des frais d'exploitation et d'administration et d'une réduction de 51 % de l'impôt sur le revenu courant par suite du report d'un montant considérable d'impôts courants à payer. Les sociétés sous contrôle étranger ont enregistré une augmentation de 15 % ou 0,8 milliard de dollars de leurs ressources d'autofinancement et ont bénéficié d'améliorations dans tous les segments d'affaires, particulièrement de meilleurs prix sur le marché des produits en aval.

Tableau 7. RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT PAR SECTEUR ET PAR SEGMENT[a]

	1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	----en milliards de $----			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	3,0 $	3,7 $	0,7 $	25
Aval	0,1	0,2	0,1	95
Autres[b]	0,5	0,7	0,2	49
Total des sociétés sous contrôle canadien	3,6	4,7	1,1	31
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	4,3	4,6	0,3	6
Aval	0,7	0,9	0,2	24
Autres[b]	-	0,3	0,3	-
Total des sociétés sous contrôle étranger	5,0	5,8	0,8	15
TOTAL DE L'INDUSTRIE				
Amont	7,3	8,3	1,0	14
Aval	0,8	1,1	0,3	36
Autres[b]	0,5	1,0	0,5	104
TOTAL, INDUSTRIE	8,6	10,4	1,8	21

NOTA: (a) Le tableau 1 de l'annexe B donne plus de détails à ce sujet.

(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées de l'activité à l'étranger et des autres activités au Canada.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

Les fonds provenant des sources externes sont demeurés stables à 10,1 milliards de dollars en 1984. Toutefois, la catégorie "toutes autres sources" (voir page 2-1) a connu une hausse radicale, passant de 2,9 milliards de dollars à 5,1 milliards de dollars, et les subventions accordées dans le cadre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) se sont accrues de 12 % pour se chiffrer à 1,7 milliard de dollars. L'augmentation des fonds provenant "d'autres sources" découlée du rééchelonnement de près de 3 milliards de dollars de dette à court terme en dette à long terme a été compensée en partie par d'autres facteurs. De plus, certaines sociétés sous contrôle canadien ont vendu des avoirs qu'elles détenaient aux États-Unis.

L'accroissement des 'Autres Sources' de fonds ont toutefois contrebalancé la réduction de l'activité de financement de l'industrie. La nouvelle dette à long terme a chuté de 46 % en 1984, pour se chiffrer à 1 milliard de dollars, et la valeur des nouvelles actions émises a diminué de 37 %, pour totaliser 1,4 milliards de dollars.

Les subventions du programme d'encouragement du secteur pétrolier ont accru les fonds de 180 millions de dollars. Les sociétés déclarantes auprès de l'ASSP évaluent leurs subventions à 1,7 milliard de dollars, soit 12 % de plus qu'en 1983. Plus de 90 % des subventions ont été versées à des sociétés sous contrôle canadien. Le gouvernement de l'Alberta a administré et payé environ 15 % du total des subventions du PESP, et le gouvernement du Canada s'est chargé du reste.

Tableau 8. SUBVENTIONS DU PESP PAR RÉGION ET SECTEUR

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	en millions de $					
PROVINCES						
Colombie-Britannique	16 $	24 $	-	-	16 $	24 $
Alberta	239	260		-	239	260
Autres provinces	32	44	-	-	32	44
Total pour les provinces	287	328	-	-	287	328
TERRES DU CANADA						
Mer de Beaufort	410	495	32	45	442	540
Labrador, Est	344	408	44	32	388	440
Secteur sud du plateau continental de l'Atlantique	312	295	39	22	351	317
Autres	65	90	6	6	71	96
Total - Terres du Canada	1131	1288	121	105	1252	1393
TOTAL POUR LE CANADA	1418	1616	121	105	1539	1721

NOTA: L'annexe A-7 présente une ventilation plus détaillée.

3 - AFFECTATIONS DES FONDS

L'ensemble des affectations de fonds a augmenté de 10 %, passant à 20,6 milliards de dollars en 1984 par rapport à 1983. La reclassification de quelque 3 milliards de dollars de dette à court terme en dette à long terme par une société a eu pour effet d'augmenter le fonds de roulement de 4,4 milliards de dollars en 1984 comparativement à 1,9 milliards en 1983. Un remboursement de 2,4 milliards de dollars sur la dette à long terme a eu lieu en 1984, par rapport à 1,6 milliard au cours de l'année précédente. Une chute de 1 % de l'ensemble des dépenses de capital, qui sont passées à 10,2 milliards de dollars, et une baisse des 'Autres affectations' (surtout pour des acquisitions) ont compensées en partie ces hausses.

Tableau 9. RÉSUMÉ - AFFECTATION DES FONDS

	1983	1984	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1983	Part du Total 1984
	----en milliards de $ ---			(%)	(%)	
DÉPENSES DE CAPITAL						
Dépenses au Canada[a]	9,6 $	9,5 $	(0,1) $	(1)	51	47
Dépenses à l'étranger	0,8	0,7	(0,1)	(14)	4	3
Total des dépenses de capital	10,4	10,2	(0,2)	(1)	55	50
AUTRES AFFECTATIONS DE FONDS						
Remboursement de la dette à long terme[b]	1,6	2,4	0,8	46	9	12
Rachat de l'avoir propre[b]	0,5	0,2	(0,3)	(64)	3	1
Augmentation du fonds de roulement[b]	1,9	4,4	2,5	135	10	22
Dividendes	1,2	1,3	0,1	13	6	6
Autres affectations[c]	3,1	2,0	(1,1)	(35)	17	10
Total - Autres Affectations	8,3	10,4	2,1	14	45	50
TOTAL - TOUTES LES AFFECTATIONS	18,7	20,6	1,9	10	100	100

NOTA: (a) Les dépenses sont données en chiffres bruts sans rajustement pour les subventions du PESP et d'autres subventions.

(b) Représente l'affectation nette de fonds au rachat de l'avoir propre, au remboursement de la dette à long terme et à l'accroissement des fonds de roulement dans le cas des sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins. Les données fournies par les sociétés qui ont déclaré une hausse de la dette à long terme et de l'avoir propre, ainsi qu'une réduction nette du fonds de roulement, figurent au titre des 'sources de fonds' du tableau 6 (page 2-1).

(c) Principalement des fonds affectés à l'acquisition d'usines et de biens appartenant à d'autres sociétés, et des fonds affectés à la prise en charge de sociétés. Comprend les pertes inhabituelles; les gains inhabituels sont compris dans le poste 'Toutes autres sources' du tableau 6.

DÉPENSES DE CAPITAL

En 1984, l'ensemble des dépenses de capital a baissé de 1 %, à 10,2 milliards de dollars, sous l'effet d'une diminution de moins de 1 % des dépenses effectuées au Canada et d'une baisse de 14 % des dépenses à l'étranger. Le pourcentage des dépenses amont par rapport au total des dépenses de capital est passé de 65 %, en 1983, à 76 % en 1984.

Tableau 10. DÉPENSES DE CAPITAL[a]

	1983	1984	Augmentation (Diminution)		Part du Total 1983	Part du Total 1984
	---en milliards de $---			(%)	(%)	
AMONT						
Exploration	4,3 $	4,8 $	0,5 $	13	41	47
Mise en valeur	1,0	1,1	0,1	12	9	11
Production	1,1	1,3	0,2	15	11	13
Non classique[b]	0,4	0,5	0,1	19	4	5
Total - Secteur amont[c]	6,8	7,7	0,9	14	65	76
Secteur aval	1,7	1,0	(0,7)	(38)	17	10
Extraction des ressources énergétiques minières	0,2	0,2	-	(7)	2	2
Autres	0,9	0,6	(0,3)	(35)	9	5
TOTAL DES DÉPENSES AU CANADA	9,6	9,5	(0,1)	(1)	93	94
DÉPENSES Q L'ÉTRANGER	0,8	0,7	(0,1)	(14)	7	6
TOTAL DES DÉPENSES	10,4	10,2	(0,2)	(1)	100	100

NOTA: (a) Les tableaux 3 et 4 de l'Annexe B donnent une ventilation plus détaillée.

(b) Comprend les projets d'exploration des sables bitumineux et du pétrole lourd non classique.

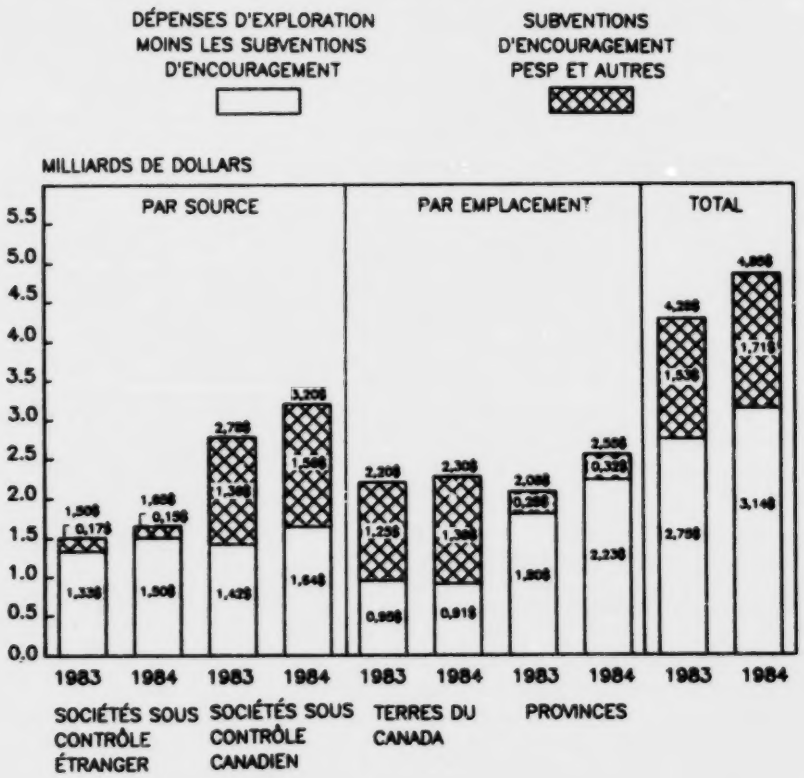
(c) Comprend les subventions du PESP.

Secteur en amont: Les dépenses de capital du secteur en amont ont augmenté de 14 % pour atteindre 7,7 milliards de dollars en 1984. Les dépenses d'exploration ont progressé de 13 % ; les dépenses de mise en valeur et les dépenses associées aux sables pétrolifères, de 12 % et de 19 % respectivement et les dépenses de production, de 15 %. Après déduction de subventions du PESP et d'autres encouragements financiers semblables, les dépenses nettes en amont engagées par le secteur des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 14 % et celles des sociétés sous contrôle canadien, de 17 %.

Les dépenses d'exploration, qui ont totalisé 4,8 milliards de dollars en 1984, se sont chiffrées à 2,6 milliards de dollars,dans les provinces, soit une hausse de 23 %, et à 2,3 milliards de dollars dans les Terres du Canada, soit une hausse de 5 %. Les dépenses d'exploration dans les Terres du Canada ont représenté 47 % du total des dépenses d'exploration, contre 51 % en 1983. La plus forte augmentation des dépenses dans les Terres du Canada a été enregistrée au large de la côte Est (annexe A-9).

Les dépenses d'exploration des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 10 % en 1984, alors que celles des sociétés sous contrôle canadien progressaient de 15 % pour représenter 66 % du total des dépenses d'exploration.

Graphique 2. DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA



Secteur en aval: Les dépenses de capital ont diminué de 38 % pour se chiffrer à 1 milliard de dollars en 1984, par rapport à la même période en 1983, en raison du fait que la majeure partie des rajustements de capacité associés à la chute de la demande survenue de 1979 à 1983 ont été achevés avant la fin de 1983 et qu'il n'y a pas eu d'importants nouveaux projets de dépenses de capital.

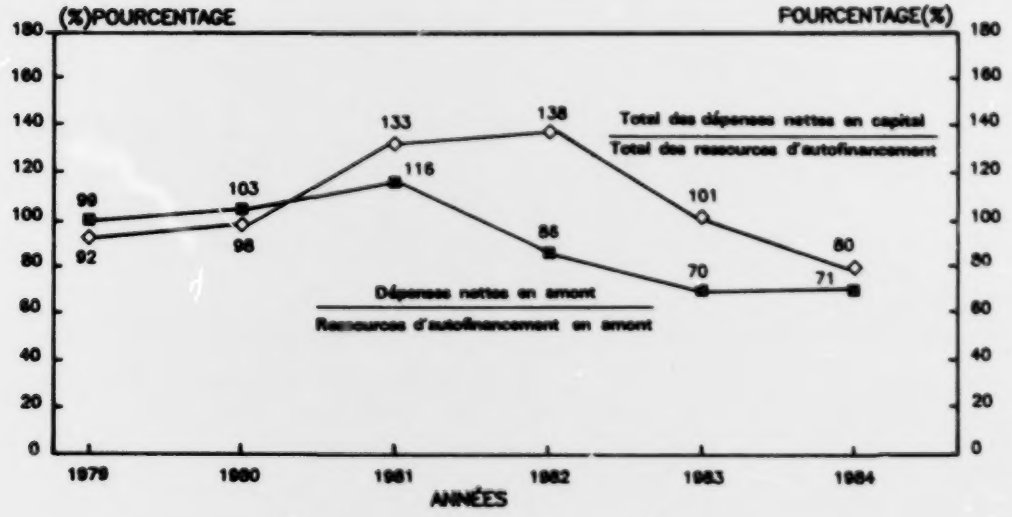
Extraction des ressources énergétiques minières et autres: Ces dépenses ont diminué de 39 % pour totaliser 800 millions de dollars. Elles comprennent les déboursés pour les navires de forage, les caissons et les installations de forage, une partie du montant total représentant le montant actualisé des intérêts payés relativement aux dépenses engagées avant la mise en marche des projets.

RATIO DES INVESTISSEMENTS

La proportion totale des réinvestissements de l'industrie pétrolière - soit le pourcentage du total des dépenses de capital nettes[1] par rapport aux ressources d'autofinancement de tous les éléments de l'entreprise - était de 80 % en 1984, ce qui représente une baisse de 21 % par rapport aux 101 % de 1983. Quoique les ressources d'autofinancement ont progressé de 21 %, les dépenses de capital n'ont pas connu de hausses correspondantes. Le secteur en aval, en particulier, a contribué à la régression du ratio de réinvestissement, dans son ensemble, en enregistrant une réduction de 44 % des dépenses de capital en dépit d'une amélioration de 36 % de ses ressources d'autofinancement.

Les dépenses de capital du secteur amont (déduction faite des subventions du PESP) se sont élevées à 71 % des ressources d'autofinancement des activités du secteur, par rapport à 70 % en 1983 (graphique 3). Cette augmentation du ratio des investissements s'est produite alors que les dépenses du secteur augmentaient à un rythme légèrement plus rapide que les ressources d'autofinancement. Bien que l'augmentation du ratio des réinvestissements ait découlé de la hausse des réinvestissements effectués par les sociétés sous contrôle étranger, soit de 61 à 66 % en 1984, les sociétés sous contrôle canadien ont continué à effectuer des réinvestissements plus élevés (78 %).

Graphique 3. RATIO DES RÉINVESTISSEMENTS

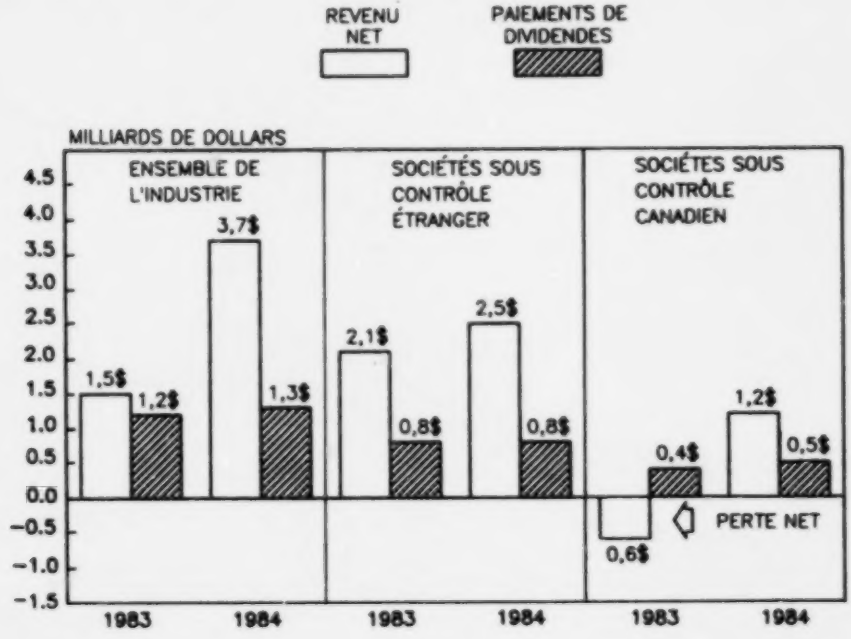


(1) Les dépenses nettes de capital sont les dépenses de capital moins les subventions du PESP et les subventions semblables.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

Les paiements de dividendes effectués par les sociétés pétrolières ont augmenté de 13 % pour passer à 1,3 milliards de dollars en 1984. Le total des paiements de dividendes effectués par l'industrie pétrolière en 1984 a représenté 35 % du revenu net, par rapport à 76 % en 1983. Les sociétés sous contrôle canadien ont accru de 18 % leurs paiements de dividendes, qui sont passés à 480 millions de dollars, principalement au chapitre des actions privilégiées, soit un taux de rendement de 40 % des bénéfices nets (graphique 4). Chez les sociétés sous contrôle étranger, les paiements ont augmenté de 10 % pour se chiffrer à 825 millions de dollars donnant ainsi un taux de rendement de 33 %.

Graphique 4. COMPARAISON DES PAIEMENTS DE DIVIDENDES ET DES BÉNÉFICES NETS



AUTRES AFFECTATIONS

Les changements importants constatés aux 'Autres affectations' étaient:

- une augmentation de 770 millions de dollars des fonds affectés au remboursement de la dette à long terme (2,4 milliards de dollars), la plus grande partie de cette augmentation ayant été accusée par les sociétés sous contrôle canadien;
- une augmentation de 2,5 milliards de dollars des fonds de roulement (4,4 milliards de dollars), cette augmentation étant principalement due à la reclassification de la dette à court terme en dette à long terme; et
- une diminution de 35 % des autres affectations, qui sont passées à 2 milliards de dollars. Les fonds de cette catégorie ont servi principalement à acquérir des avoirs dans le cadre de prises en charge.

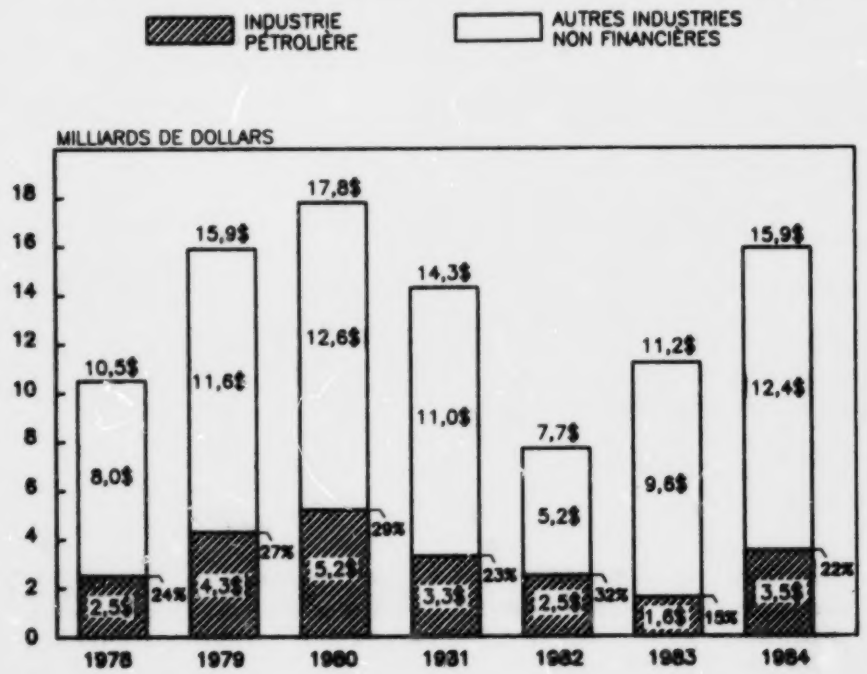
4 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de comparer le rendement financier du secteur pétrolier à celui d'autres secteurs de l'économie[1]. Les profits tirés des activités canadiennes de l'industrie pétrolière ont plus que doublé, étant donné qu'une perte exceptionnelle de 1 milliard de dollars en 1983, ne s'est pas reproduite en 1984. Les profits signalés avant l'enregistrement de cette perte exceptionnelle ont augmenté de 19 %, contre 30 % dans l'ensemble des autres industries non financières, cette hausse étant essentiellement due à la croissance du secteur manufacturier.

Comme l'indique le graphique 5, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière équivalaient à 22 % de ceux de toutes les industries non financières en 1984, soit une hausse de 7 % par rapport à 1983. Si ce n'avait été des chiffres exceptionnels enregistrés en 1983, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière auraient représenté 24 % du total des bénéfices des industries non financières.

Graphique 5 . COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS — INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES LES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES



(1) Les données citées dans cette section du rapport ne sont pas parfaitement compatibles avec les résultats de l'examen de l'ASSP indiqués dans les sections 1 à 3, mais les écarts sont minimes. Bien qu'elles rendent compte d'un plus grand nombre de sociétés que ne le fait l'examen de l'ASSP, les données de Statistique Canada sur l'industrie pétrolière excluent les entreprises commerciales gouvernementales et les activités des sociétés canadiennes à l'étranger. L'examen de l'ASSP porte sur l'ensemble des activités des sociétés pétrolières oeuvrant au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'avoir et les recettes excèdent un certain seuil.

Les gains net sur l'avoir des actionnaires de l'industrie pétrolière se sont chiffrés à 10 % en 1984, contre 10,3 % pour ce qui est de l'ensemble des industries non financières soit une hausse de 5 % et 8,6 % respectivement en 1983. Les hausses importantes des bénéfices nets de l'industrie manufacturière ont compensé amplement les résultats peu reluisants de l'industrie minière (annexe A-12). Une relation semblable est constatée au chapitre du taux de rendement par rapport au capital utilisé.

DÉPENSES DE CAPITAL

Selon les données compilées par Statistique Canada, les dépenses brutes de capital (c.-à-d. avant déduction des subventions du PESP) de l'industrie pétrolière ont diminué de 3 % en 1984 par rapport à 1983 (tableau 11). En revanche, les dépenses de capital des industries non financières ont augmenté de 9 %. Par conséquent, la part de l'industrie pétrolière dans l'ensemble des dépenses de capital des industries non financières est passé de 38 % en 1983, à 36 %, en 1984.

Tableau 11. COMPARAISON DES DÉPENSES DE CAPITAL - INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES

		1983	1984	Augmentation (Diminution)	
		----- en milliards de $ ----			(%)
1.	Fabrication	5,9 $	6,7 $	0,8 $	13
2.	Extraction minière	1,6	1,8	0,2	13
3.	Autres industries non financières	7,6	7,9	0,3	4
4.	TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (industrie pétrolière exclue)	15,1	16,4	1,3	9
5.	Industrie pétrolière	9,3	9,0	(0,3)	(3)
6.	TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES (y compris l'industrie pétrolière)	24,4	25,4	1,0	4
7.	Ligne 5 en % de la ligne 6	38,2	35,6		

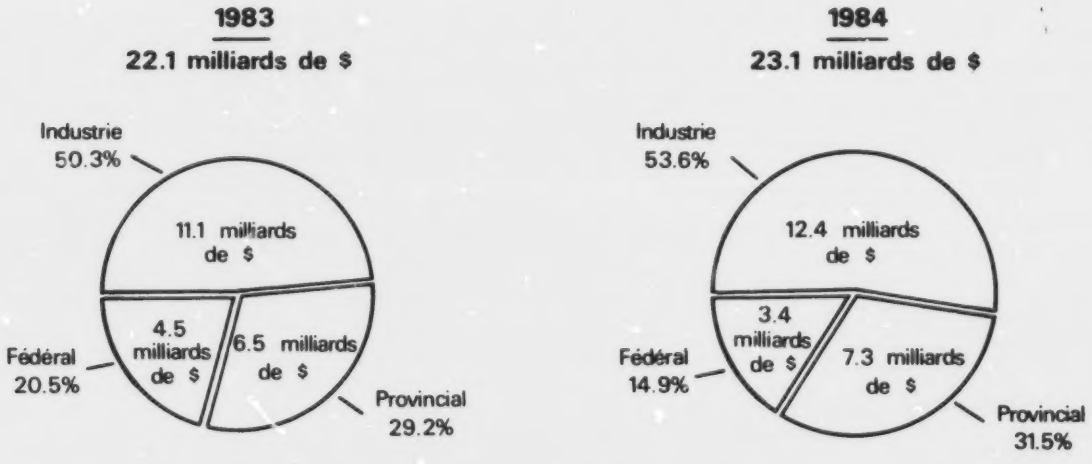
SOURCE: Statistique Canada, 61-003, Sociétés industrielles: Statistique financière. Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes, et comprennent les subventions du PESP et d'autres subventions de capital.

5 - PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes à partager[1] ont augmenté de 1 milliard de dollars pour passer à 23,1 milliards en 1984. Comme l'indiquent le graphique 6 et le tableau 12, l'industrie et les provinces ont profité de cette augmentation, aussi bien en termes de pourcentage qu'en valeur réelle, alors que la part des recettes du gouvernement fédéral a été moindre, baissant de 1,1 milliard de dollars pour se situer à 3,4 milliards.

La réduction à zéro de la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN), le 1er février 1984, associée à un déficit important du Compte d'indemnisation pétrolière, a fait régresser de 21 % à 15 % la part des recettes en amont qu'a touchée le gouvernement fédéral. Exclusion faite du déficit important du Compte d'indemnisation pétrolière, la part fédérale nette a baissé de 280 milliards de dollars, pour représenter 18,5 % en 1984 contre 21,3 % en 1983.

Graphique 6. PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS



---

(1) Recettes disponible à partager = Recettes brutes en amont
- Frais d'exploitation
+ Frais d'exportation du pétrole
+ Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel
+ Redevance spéciale de participation canadienne
+ Changement apporté au Compte du FIP
= Total des recettes disponible à partager

Le partage des recettes est estimé pour l'ensemble de l'industrie en amont, et les chiffres ne se limitent pas aux sociétés déclarantes à l'ASSP. Énergie, Mines et Ressources Canada, Revenu Canada et les gouvernments provinciaux ont fourni les chiffres pour les composantes du partage des recettes qui ne sont pas directement liées aux activités en amont.

Tableau 12. PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

	Recettes 1983	Recettes 1984	Augmentation (Diminution)	
	---- en milliards de $ ---			(%)
PART DE L'INDUSTRIE				
Ressources d'autofinancement (avant l'intérêt)	10,07 $	11,42 $	1,35 $	13
PESP et autres subventions d'encouragement	1,76	1,92	0,16	9
Paiements fonciers aux provinces	(0,71)	(0,94)	(0,23)	(32)
Part totale de l'industrie[a]	11,12	12,40	1,27	11
PART PROVINCIALE				
Redevances et impôt sur la propriété foncière libre[b]	5,70	5,95	0,25	4
Paiements fonciers	0,70	0,93	0,23	33
Impôt sur le revenu des sociétés[c]	0,34	0,58	0,24	71
Frais d'exportation du pétrole	0,14	0,25	0,11	79
PESP et autres subventions d'encouragement	(0,41)	(0,41)	-	-
Part totale des provinces	6,47	7,30	0,83	13
PART FÉDÉRALE				
TRPG et TRPS	2,10	2,45	0,35	17
Impôt sur le revenu des sociétés	2,25	2,40	0,15	7
Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel	0,76	0,03	(0,73)	(96)
Redevance de participation canadienne	0,85	0,85	-	-
Frais d'exportation du pétrole	0,14	0,25	0,11	79
Indemnisation pétrolière nette[d]	(0,23)	(1,04)	(0,81)	(352)
Paiements fonciers	0,01	0,01	-	-
Subventions du PESP	(1,35)	(1,51)	(0,16)	(12)
Part fédérale totale	4,53	3,44	(1,09)	(24)
GRAND TOTAL	22,12	23,14	1,02	5

NOTA: (a) Appliqué aux paiements d'intérêts, à l'amortissement du capital, au revenu tiré du capital et aux dépenses de capital nettes.

(b) Données de sources provinciales. Les chiffres rendent compte des paiements de redevance réels qui ont été effectués durant l'année. Ils ne comprennent donc pas les crédits de redevance réclamés par les sociétés dans le cadre de régimes de subvention provinciaux. Les redevances versées aux autochtones et à l'égard de propriétés foncières libres de toute servitude ainsi que les redevances payées aux propriétaires fonciers sont exclues des calculs.

(c) Chiffres nets, déduction faite des dégrèvements accordés à l'industrie par les gouvernements provinciaux.

(d) Recettes perçues par le gouvernement du Canada moins les montants affectés au financement de l'indemnisation des importateurs de pétrole, de la production donnant droit au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et au Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP), de livraisons de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et de certains échanges de pétrole brut entre le Canada et les États-Unis.

PART DE L'INDUSTRIE

La part des recettes qui revenait à l'industrie en 1984 était de 53,6 % du total des recettes disponibles contre 50,3 % l'année précédente. Elle a augmenté de 1,3 milliard de dollars, soit de 11 % pour se chiffrer à 12,4 milliards de dollars, presque uniquement en raison du fait que ces ressources d'autofinancement internes, avant le réglement des frais d'intérêt,(1) ont progressé de 13 % pour passer à 11,4 milliards de dollars. Les subventions plus importantes (hausse de 160 millions de dollars) ont été plus que compensées par les paiements fonciers accrus (hausse de 230 millions de dollars) que l'industrie a dû verser aux provinces.

PART DES PROVINCES

La part provinciale des recettes tirées de la production pétrolière était de 31,5 % du total en 1984 comparativement à 29,2 % en 1983. Elles ont donc augmenté de 13 %, soit de 830 millions de dollars, pour passer à 7,3 milliards de dollars. Bien que tous les composants des recettes provinciales aient contribué à cette augmentation, les redevances et les impôts sur le revenu des sociétés, accrues de 250 et 240 millions de dollars respectivement, ont représenté 60 % environ des recettes supplémentaires.

Des volumes de production plus éléves ont permis une augmentation des recettes assurées par les redevances, cela malgré une diminution du taux moyen des redevances provinciales et de la taxe sur la propriété foncière libre, exprimé en pourcentage des recettes de production amont, qui est passé de 22,3 % à 20,8 %. L'Alberta a tiré de cette source de recettes 5,2 milliards de dollars, la Saskatchewan, 0,5 milliard, et la Colombie-Britannique, 0,2 milliard. Quant à la taxe sur la propriété foncière, ces mêmes provinces ont touché respectivement 703 millions de dollars, 128 millions et 104 millions.

PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

En 1984, la part fédérale des recettes a régressé de 24 % pour se chiffrer à 3,4 milliards de dollars, soit 14,9 % du total des recettes disponibles pour le partage, contre 20,5 % l'année précédente. La réduction de la part fédérale est en grande partie attribuée à une hausse annuelle de 800 millions de dollars du déficit du Compte d'indemnisation pétrolière, principalement dû au versement de paiements plus importante que prévus aux producteurs de pétrole admissibles au PNRP. De plus, la réduction à zéro de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN), le 1er février 1984, a fait passer les recettes tirées de cette taxe de 760 millions de dollars, en 1983, à 30 millions de dollars, en 1984. Le gouvernement fédéral a également versé des subventions PESP supplémentaires de quelque 160 millions de dollars en 1984.

L'augmentation des recettes tirée de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières, de l'impôt sur le revenu des sociétés et des frais d'exportation du pétrole a compensé en partie la diminution des recettes fédérales tirées des sources de recettes susmentionnées. Les recettes tirées de l'impôt fédéral sur le revenu des sociétés n'ont augmenté que de 7 % en raison du report, en 1984, d'impôt couru précédement.

---

(1) Les ressources d'autofinancement et les impôts calculés pour l'ensemble de l'industrie ont été obtenus par la pondération des données fournies à l'ASSP au moyen d'un coefficient dérivé du ratio entre la production totale du secteur en amont et la production comparable des sociétés déclarantes à l'ASSP en se fondant sur les résultats des petites sociétés pour calculer les données pour le reste de l'industrie.

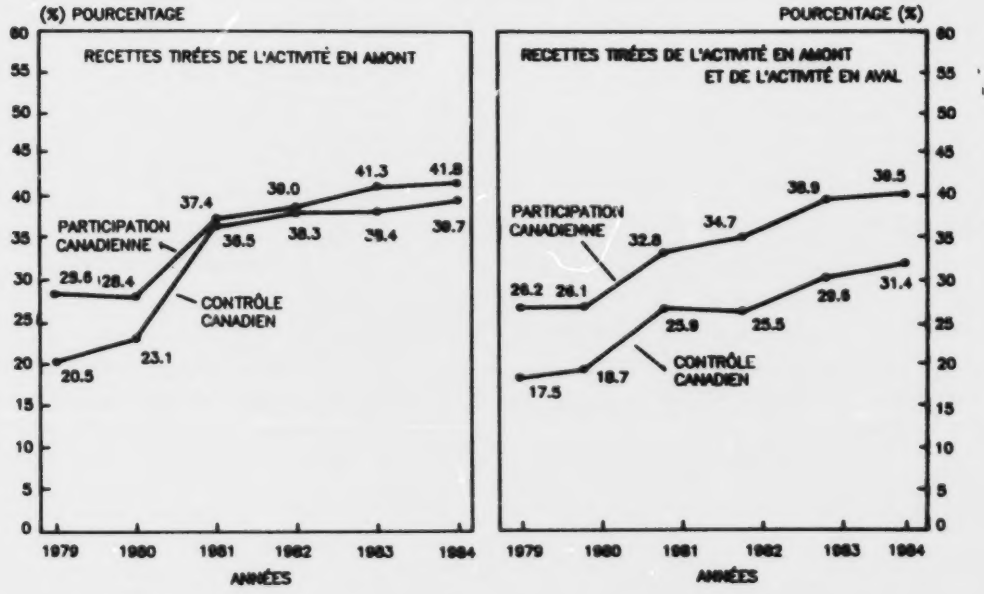
6 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE(1)

La participation canadienne de l'industrie pétrolière, calculée d'après les recettes tirées de l'activité amont, ont augmenté d'un demi point de pourcentage pour passer de 41,8 % en 1984 à 41,3 % à la fin de 1983. Cette légère augmentation est due à l'achat, par des Canadiens, de portefeuilles d'action qui appartenaient auparavant à des investisseurs étrangers non résidents.

Le contrôle canadien des recettes amont a augmenté de plus de 1 % pour s'établir à 39,7 %, en grande partie en raison du fait que le taux de croissance des ventes de gaz naturel faites par les sociétés sous contrôle canadien a été plus élevé.

L'annexe A-13 fournit des précisions sur ces deux questions et indique d'autres façons de mesurer la participation et le contrôle.

Graphique 7. PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE



(1) La prise en charge prévue de Gulf Canada par Olympia et York, la vente de 11,5 % de la part de Texaco Inc. dans Texaco Canada sur le marché public, de même que la conclusion de certaines autres transactions au cours du premier semestre de 1985, auraient une incidence importante sur la participation et le contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière et gazière. Selon le bilan des recettes de 1984, ces transactions, si elles étaient conclues, donneraient lieu aux changements suivants en 1985:

		1984	Estimations visant le milieu de 1985
		(%)	
Recettes amont:	Participation canadienne	41,8	47,0
	Contrôle canadien	39,7	46,6
Recettes reliées au pétrole:	Participation canadienne	39,5	47,1
	Contrôle canadien	31,4	41,6

La participation et le contrôle canadiens en ce qui a trait aux recettes des secteurs amont et aval ont augmenté respectivement de 0,6 % et 1,8 % en 1984 par rapport à 1983, pour se chiffrer à 39,5 % et à 31,4 %. Cette augmentation est attribuée à la hausse du taux de croissance des recettes aval des sociétés sous contrôle canadien, en comparaison des données correspondantes des sociétés sous contrôle étranger.

En 1984, les mainmises n'ont pas influé d'une façon importante sur les taux de participation et de contrôle canadiens.

Tableau 13. PARTICIPATION ET CONTRÔLE PAR PAYS ET PAR SECTEUR(a)

	Participation		Contrôle	
	1983	1984	1983	1984
	(%)		(%)	
États-Unis	50,4	49,4	56,5	54,8
Autres pays	10,7	11,1	13,9	13,8
TOTAL - PAYS ÉTRANGERS	61,1	60,5	70,4	68,6
Secteur public canadien	11,8	12,3	11,0	11,6
Secteur privé canadien	27,1	27,3	18,6	19,8
TOTAL - CANADA	38,9	39,5	29,6	31,4

NOTA: (a) Calculées d'après les recettes tirées de l'activité pétrolière (en amont plus en aval) au moyen des données sur la participation recueillies jusqu'à la fin de 1984.

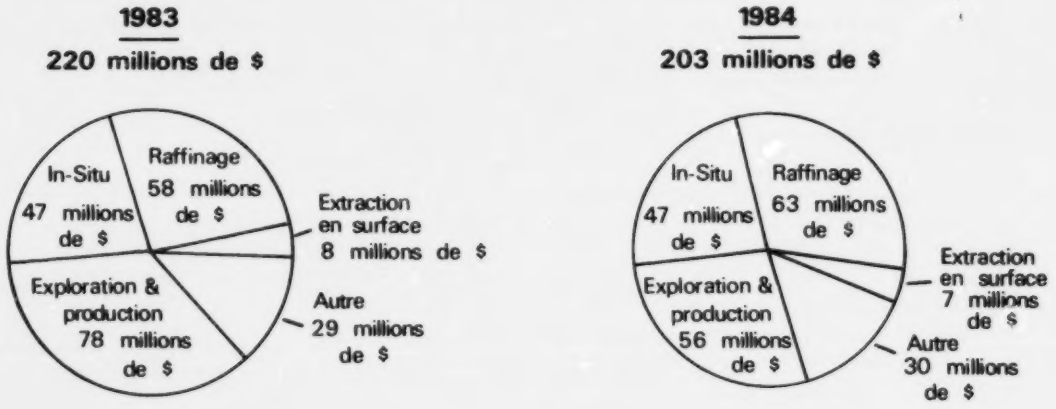
7 - ACTIVITÉS DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT

L'industrie pétrolière a consacré 273 millions de dollars à la R-D en 1984, soit une diminution de 1 % par rapport à 1983.[1] Ces dépenses de R-D effectuées par les sociétés interrogées, c'est-à-dire les dépenses de R-D 'interne', ont diminué en 1984 alors que les travaux affermés ont augmenté considérablement pour rejoindre les niveaux enregistrés en 1982.

DÉPENSES DE R-D INTERNE

Les sociétés qui font rapport à l'ASSP ont engagé 203 millions de dollars dans la R-D interne en 1984, soit une chute de 8 % (graphique 8). Ce sont les dépenses investies dans les technologies d'exploration et de production classiques qui ont le plus diminué (28 %).[2] En revanche, les dépenses de R-D engagées dans le secteur du raffinage ont augmenté de 9 % en 1984.

Graphique 8. DÉPENSES DE R-D INTERNE PAR ACTIVITÉ



---

(1) Ces données sont tirées des réponses données à deux questionnaires de Statistique Canada, l'un sur la recherche et le développement dans l'industrie canadienne et l'autre sur les dépenses de R-D énergétique engagées par activité, qui ont été mis à la disposition de l'ASSP en vertu d'une entente établie conformément à la Loi sur la statistique. Quelques-unes des données peuvent avoir été comptées en double étant donné que les chiffres qui ont été communiqués au sujet de la R-D interne peuvent inclure des travaux effectués à contrat pour le compte d'autres sociétés pétrolières.

(2) En tout, 30 sociétés faisant rapport à l'ASSP, en majeure partie de grandes entreprises, ont communiqué leurs dépenses de R-D en 1984 comparativement à 29 l'année précédente. En 1983, l'industrie pétrolière a consacré 0,6 % du produit de ses ventes à des travaux de R-D interne, comparativement à une moyenne de 1,6 % pour toutes les autres industries non financières.

Les dépenses de recherche interne signalées ici ne comprennent pas les activités des sociétés qui ont acquis des crédits d'impôt à la recherche scientifique (CIRS) sous le régime de la Loi de l'impôt sur le revenu, première partie article 127.3, car ces recherches n'ont été effectuées ni par ces sociétés ni pour leur compte.

Dans leur rapport annuel, plusieurs sociétés ont formulé des commentaires sur leurs activités de 1984. Le Centre de recherche de Calgary de Shell Canada Limitée, inauguré en 1983, a atteint son niveau de pleine activité en 1984; ses recherches portent actuellement sur la récupération assistée du pétrole, l'utilisation de la vapeur pour récupérer le bitume, la corrosion du matériel et les techniques chimiques de production. La compagnie Pétrolière Impériale Ltée. est très avancée dans la construction d'une nouvelle aile de 8 millions de dollars qu'elle ajoute à ses installations de recherche de Sarnia (Ontario).

La majeure partie (90 %) des sommes affectées à des travaux de R-D interne a été fournie par les sociétés participantes. Le reste provenait de subventions fédérales et provinciales et d'allocations de sociétés affiliées. Ces allocations sont largement tributaires de l'octroi, par des sociétés-mères étrangères à des filiales canadiennes, de droits internationaux exclusifs sur les 'produits mondiaux' dans certains secteurs de technologie.

La majeure partie des travaux de R-D interne au Canada a été exécutée en Alberta et en Ontario; ces provinces ont engagé 52 % et 38 % respectivement des dépenses totales à ce chapitre en 1984.

DÉPENSES DE R-D EXTERNE

Les dépenses engagées dans des contrats de R-D, dans le domaine de l'énergie et d'autres domaines, par des sociétés faisant rapport à l'ASSP ont totalisé 70 millions de dollars, soit une augmentation de 25 % par rapport à 1983 (tableau 14). Les recherches effectuées à l'étranger pour le compte de sociétés pétrolières canadiennes ont représenté légèrement moins de 40 % du total des dépenses de R-D externe, soit une diminution de dix points de pourcentage par rapport à 1983.

Tableau 14. DÉPENSES DE R-D EXTERNE AU CANADA ET À L'ÉTRANGER

	AU CANADA		À L'ÉTRANGER		TOTAL	
ENTREPRENEUR	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	- - - - - - - -		en millions de $		- - - - - - - -	
Sociétés-mères et filiales	17 $	21 $	27[a] $	27[a] $	44 $	48 $
Autres sociétés	9	18	1	1	10	19
Établissements de recherche	2	3	-	-	2	3
TOTAUX	28	42	28	28	56	70

NOTA: (a) En 1983 et en 1984, des dépenses de 22 millions de dollars et de 18 millions, respectivement, ont été consacrées à des technologies liées à l'énergie. En ce qui concerne les travaux exécutés au Canada, on ne connaît pas la répartition des dépenses entre le domaine de l'énergie et les autres domaines.

8 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1980 À 1984

L'information issue de cinq années d'examen de l'activité de l'industrie pétrolière et gazière permet de comparer un certain nombre de caractéristiques du rendement financier de cette industrie au cours de la période allant de 1980 à 1984. Pour que ceux qui utiliseront cet examen puissent avoir une meilleure perspective (malgré les distortions provoquées par l'inflation), le tableau 15 présente des données applicables à 106 sociétés faisant rapport à l'ASSP et pour lesquelles des statistiques sont disponibles pour toute la période visée. Des données d'exploitation, détaillées concernant ces sociétés et constituant 98 % de la base des données de l'ASSP relative aux recettes en 1984, sont présentées aux tableaux 9 et 10 de l'annexe B.

Tableau 15. RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1980 À 1983

	1980	1981	1982	1983	1984
	-------- en milliards de $ --------				
RECETTES					
Ensemble de l'activité[a]	44,2 $	54,8 $	58,9 $	60,2 $	64,2 $
En Amont	16,1	17,2	20,8	23,5	26,0
En Aval	24,8	32,5	33,4	32,2	33,4
BÉNÉFICES NETS AVANT POSTES INHABITUELS					
Ensemble de l'activité[a]	4,7	3,2	1,7	1,5	3,7
En Amont	2,9	1,6	1,9	2,5	3,1
En Aval	1,5	1,4	0,4	(0,1)	0,3
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT					
Ensemble de l'activité[a]	9,6	8,3	7,3	8,5	10,4
En Amont	6,7	5,1	5,7	7,2	8,2
En Aval	2,2	2,1	1,3	0,8	1,1
DÉPENSES EN CAPITAL					
En Amont	6,9	6,8	6,3	6,6	7,5
En Aval	0,8	2,0	2,5	1,7	1,1
Autres	0,6	1,3	1,6	1,1	0,8
Total au Canada	8,3	10,1	10,4	9,4	9,4
Dépenses à l'étranger	1,1	1,8	1,1	0,8	0,6
TOTAL DES DÉPENSES EN CAPITAL	9,4	11,9	11,5	10,2	10,0
PAIMENTS DE DIVIDENDES	1,0	1,2	1,1	1,2	1,3
	- - - - - - - - - -		(%)	- - - - - - - - - -	
RATIO DU RÉINVESTISSEMENT TOTAL[b]	97,8	133,5	138,5	101,0	79,7
RAPPORT DE RÉINVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR AMONT[b]	103,1	116,1	85,8	69,6	70,3
INDICE DE DÉFLATION DE LA DNB	100,0	110,6	122,0	128,7	132,5

NOTA: (a) Comprend 'l'activité autre au Canada' et l'activité à l'étranger.
(b) Les définitions sont données aux notes (a) et (b) de l'annexe A-10.

TENDANCES PRINCIPALES

Comme la période de 1980 à 1982 a été marquée par un niveau d'inflation sans précédent en Amérique du Nord (ce que reflète le tableau 15 à la rubrique 'indice de déflation de la DNB'), toute comparaison facile aurait inévitablement pour effet de déformer les tendances indiquées. Par ailleurs, un rajustement des données pour tenir compte de l'inflation nécessite plus que la simple application de facteurs en dollars constants à la composante majeure des revenus et des coûts sans explications plus élaborées. Mais de telles précisions ne sauraient convenir dans le présent examen, et les auteurs n'ont pas tenté de les apporter.

Par conséquent, on s'est contenté de mentionner ci-après les seules tendances qu'il est possible d'analyser sans qu'elles ne soient déformées par l'inflation.

1. Les recettes se sont accrues de 46 % pour passer à 64,2 milliards de dollars de 1980 à 1984, c'est-à-dire qu'elles ont augmenté au taux annuel moyen de 10 %, soit 4 % plus rapidement que le niveau général de l'inflation tel que mesuré au moyen de l'indice de déflation de la DNB. La hausse des prix du pétrole et du gaz naturel à la tête de puits a contribué à l'augmentation des recettes du secteur amont, ce qui a contribué à l'augmentation des recettes globales. De plus, la production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel, qui avait atteint son niveau le plus bas en 1981, a augmenté graduellement pour atteindre un niveau record en 1984, de loin supérieur au sommet de 1980. Cette hausse de production survenue en 1984 est des plus remarquables, puisqu'elle s'est produite malgré la baisse de production provoquée par l'incendie de l'usine de la Syncrude.

2. Les bénéfices nets qui étaient au plus bas en 1983, alors qu'ils représentaient 2,5 % des recettes (par rapport à un sommet de 10,7 % enregistré en 1980), ont augmenté jusqu'à représenter 5,5 % des recettes en 1984. Cet affaiblissement des bénéfices nets survenu entre 1980 et 1984 est en grande partie attribuable à l'application de nouvelles taxes au secteur énergétique et à la réduction des profits du secteur aval. La proportion particulièrement faible des bénéfices nets par rapport aux recettes en 1983 est due à la réduction importante de la valeur de l'actif d'une grande société sous contrôle canadiens et à la disparition des profits dans le secteur aval. Les profits du secteur amont, qui représentaient 18 % des recettes en 1980, s'élevaient à 13 % des recettes en 1984.

3. Les ressources d'autofinancement en tant que pourcentage des recettes ont chuté considérablement, passant de 22 % en 1980, à 15 % environ au cours des deux dernières années. Bien qu'en 1984, les ressources d'autofinancement aient dépassé le sommet de 1980, l'augmentation des recettes a été considérablement plus forte. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont représenté 32 % des recettes en 1984, contre 41 % en 1980. Quant aux ressources d'autofinancement du secteur aval, qui avaient chuté fortement en 1982 et 1983 par suite d'une guerre des prix, elles ont remonté la pente en 1984 pour se fixer à mi-chemin du sommet de 1980.

4. Les dépenses en capital ont atteint des sommets en 1981 et en 1982, surtout en raison des niveaux fortement élevés des dépenses dans le secteur aval et à l'étranger. En 1984, les dépenses ont diminué en raison de la fin des projets exécutés dans le secteur aval et d'une diminution des investissements à l'étranger. En revanche, les dépenses du secteur amont ont atteint un sommet en 1984, après avoir connu un creux en 1982. En 1984, les dépenses d'exploration engagées dans les terres provinciales ont progressé plus rapidement que les dépenses engagées dans les terres du Canada.

5. Les ratios de réinvestissement anormalement élevés qui ont été enregistrés de 1981 à 1983 ont été attribuables à l'engagement de dépenses importantes dans des activités en aval et dans d'autres activités au Canada sur lesquelles l'évolution à court terme des ressources d'autofinancement n'avaient aucun effet.

6. Les paiements de dividendes ont augmenté constamment de 1980 à 1984 au taux annuel moyen de 8 %. Très récemment, l'augmentation des paiements de dividendes était surtout le résultat de paiements que les sociétés sous contrôle canadien ont effectués à l'égard des actions privilégiées.

1984
REVUE DE L'ANNÉE

1er janv. L'entrée en vigueur de la définition donnée récemment à 'frais d'exploration au Canada' sous le régime de la Loi de l'impôt sur le revenu est reportée de deux ans. Par conséquent, les puits qui n'entrent pas en production dans les 12 mois continuent de donner droit à une déduction de 100 %.

Janv. Une nouvelle façon de calculer le prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) est mise en vigueur. Elle a pour but de tenir compte du prix international du pétrole brut expédié à Montréal par l'oléoduc Portland tout en réduisant le plus possible le décalage.

1er fév. Le prix du gaz naturel à la limite de l'Alberta est haussé à 2,790 $ le gigajoule (auparavant 2,634 $). Le prix de gros à Toronto demeuré inchangé à 3,858 $ le gigajoule en raison de la réduction à néant de la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel et grâce à l'aide fédérale accordée pour le réglement des frais de transport.

15 fév. Le budget fédéral annonce que la suspension de la Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires est reconduite d'une autre année.

13 avril L'entente Canada-Colombie-Britannique conclue en septembre 1981 est modifiée, de manière à ce que le Prix de référence du nouveau pétrole s'applique rétroactivement au pétrole extrait des puits intercalaires et au pétrole auparavant inscrit au régime du Prix spécial de l'ancien pétrole.

13 juil. Le gouvernement fédéral annonce une nouvelle politique en matière d'exportation de gaz naturel qui dérèglemente les négociations tarifaires, sous réserve qu'elles soient examinées par l'Office national de l'énergie et approuvées par le gouvernement du Canada.

27 juil. La Loi sur l'Accord entre le Canada et la Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières (projet de Loi C-43) est promulguée.

29 oct. Le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces productrices annoncent que les modifications apportées à l'entente de septembre 1981 sur la tarification et la taxation en matière d'énergie continueront de s'appliquer jusqu'au 31 janvier 1985 (par la suite, au 31 mars 1985), pour que les nouvelles négociations aient le temps de se faire.

1er nov. Le gouvernement fédéral approuve l'apport de plusieurs modifications aux licences d'exportation de gaz afin de permettre à six sociétés canadiennes d'exporter du gaz à des acheteurs américains aux prix qu'elles ont négociés.

Nov. La baisse des prix des pétroles bruts provenant de la mer du Nord et du Niger, en octobre, ont pour effet de réduire de 1,47 $ par mètre cube le PRNP moyen de ce mois.

Déc. Le prix moyen des pétroles bruts admissibles au PNRP, en décembre, diminue de 2,85 par mètre cube.

Annexe A-2

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL[a]

		1983	1984	Augmentation (Diminution)
		(en milliers de m^3/jour)		(%)
PRODUITS PÉTROLIERS[b]				
Production	- Pétrole brut	230	244	6
	- Liquides de gaz naturel[c]	44	48	9
	- PRODUCTION TOTALE	274	292	7
Exportations nettes[d]				
	- Pétrole brut	8	18	120
	- Liquides de gaz naturel	21	21	-
	- Produits raffinés	11	8	(31)
	- TOTAL DES EXPORTATIONS NETTES	40	47	15
Consommation	- Liquides de gaz naturel	21	25	20
	- Produits raffinés	228	226	(1)
	- TOTAL DE LA CONSOMMATION	249	251	1

	(en milliers de m^3/jour)		(%)
GAZ NATUREL			
Production	178	194	9
Exportations nettes	55	59	6
Consommation	127	136	7
Exportations autorisées par l'ONE	143	144	1

NOTA: (a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses, c'est-à-dire les gouvernements provinciaux, Énergie, Mines et Ressources Canada et Statistique Canada.

(b) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donne pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande puisque la propre consommation de l'industrie et les variations de ses stocks ne sont pas compris.

Sources: Production - Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportations nettes - Direction des approvisionnements en pétrole de l'EMR
Consommation - Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(c) Comprend la production des raffineries, de 9,1 million de m^3/d en 1984.

(d) En gros, les importations pétrolières (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pour 1983 et 1984 ont atteint respectivement 39 300 et 38 800 m^3/jour (247 300 et 244 200 b/jour), ou 16 % et 15 % de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

PRIX DU PÉTROLE BRUT CANADIEN : 1979 à 1984

		Prix à la tête de puits de l'ancien pétrole classique		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances[a]		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs Montréal	
		($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)
1979									
31	déc.	13,75	86,53	0,85	5,35	14,60	91,88	15,65	98,49
1980									
1er	janv.	14,75	92,83			15,60	98,18	16,65	104,78
1er	avril			1,00	6,29	15,75	99,12	16,80	105,72
12	juil.			1,75	11,01	16,50	103,84	17,73	111,57
1er	août	16,75	105,41			18,50	116,42	19,73	124,16
1er	nov.			2,55	16,04	19,30	121,45	20,53	129,20
1981									
1er	janv.			5,05	31,77	21,80	137,18	23,07	145,18
1er	janv.	17,75	111,70			22,80	143,47	24,07	151,47
3	mars			5,80	36,52	23,55	148,22	25,01	157,39
1er	mai			6,95	43,77	24,70	155,47	26,16	164,62
3	juin			8,05	50,66	25,80	162,36	27,26	171,51
3	juin			9,30	58,53	27,05	170,23	28,51	179,41
1er	juil.	18,75	117,99			28,05	176,52	29,52	185,77
22	sept.					28,05	176,52	29,51	185,71
1er	oct.	21,25	133,73			30,55	192,26	32,02	201,50
1er	déc.			7,45	46,89	28,70	180,62	30,24	190,30
1982									
1er	janv.	23,50	147,89			30,95	194,78	32,54	204,77
1er	juil.	25,75	162,05			33,20	208,94	34,90	219,63
1983									
1er	janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
30	juin	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,03	226,75
1er	sept.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,40	229,06
1er	déc.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,42	229,17
1984									
1er	janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,64	230,55
30	juin	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	36,65	230,64
10	nov.	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21

NOTA: (a) Voir l'annexe A-4 pour les détails concernant ces redevances.

(b) Les frais de collecte et de transport constituent la différence entre le prix pondéré du pétrole brut canadien, non compris les frais de transport et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 12,60 $/m^3 (2,00 $/b) en novembre 1984.

Annexe A-4

MODIFICATIONS APPORTÉES À LA REDEVANCE D'INDEMNISATION PÉTROLIÈRE ET AUX REDEVANCES SEMBLABLES

		Type de modification	Montant		Niveau de toutes les redevances	
			($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)
1980						
1er	avril	augmentation de la RIP	0,15	0,94	1,00	6,29
2	juil.	augmentation de la RIP	0,75	4,72	1,75	111,01
1er	nov.	augmentation de la RIP	0,80	5,03	2,55	16,04
1981						
1er	janv.	augmentation de la RIP	2,50	15,73	5,05	31,77
3	mars	imposition de la RIS	0,75	4,75	5,80	36,52
1er	mai	imposition de la RSPC	1,15	7,25	6,95	43,77
3	juin	augmentation de la RIS	1,10	6,89	8,05	50,66
3	juin	augmentation de la RIP	1,25	7,87	9,30	58,53
22	sept.	abolition de la RIS	(1,85)	(11,64)		
		augmentation de la RIP	1,85	11,64	9,30	58,53
30	nov.	diminution de la RIP	(1,85)	(11,64)	7,45	46,89
1982		aucune modification	-	-	7,45	46,89
1983						
1er	janv.	diminution de la RIP	(2,54)	(16,00)	4,91	30,89
1984						
10	nov.	augmentation de la RIP	2,78	17,50	7,69	48,39

NOTA: RIP Redevance d'indemnisation pétrolière

RIS Redevance d'indemnisation spéciale

RSPC Redevance spéciale de participation canadienne

BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉ

	1983	1984	Augmentation (Diminution)	
	------ en millions $ ------			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
En Amont	308	798	490	159
En Aval	(46)	28	74	-
Autres activités au Canada	(620)	138	758	-
Activités étrangères	(202)	216	418	-
Total, sociétés sous contrôle canadien	(560)	1180	1740	-
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
En Amont	2193	2293	100	5
En Aval	(30)	344	374	-
Autres activités au Canada	(78)	(140)	(62)	-
Activités étrangères	8	19	11	131
Total, sociétés sous contrôle étranger	2093	2516	423	20
TOTAL, INDUSTRIE				
En Amont	2501	3091	590	24
En Aval	(76)	372	448	-
Autres activités au Canada	(698)	(2)	696	-
Activités étrangères	(194)	235	429	-
TOTAL, INDUSTRIE	1533	3696	2163	141

Annexe A-6

RAPPORT DES FRAIS D'INTÉRÊTS AU REVENU AVANT IMPÔTS[a]

	(1) Revenu avant impôts	(2) Frais d'intérêts subis	(3) Rapport de la colonne (2) à la colonne (1)
	- - - en millions de $ - - -		(%)
Sociétés intégrées et raffineurs	4799	773	16
Sociétés pétrolières et gazières			
Grandes sociétés	4700	1403	30
Petites sociétés	1625	993	61
Total, sociétés pétrolières et gazières	6325	2396	38
TOTAL, INDUSTRIE	11124	3169[b]	28
Sous contrôle canadien	4580	2417	53
Sous contrôle étranger	6544	752	11

NOTA: (a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu avant impôts tiré de l'ensemble des activités et versement des intérêts alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêts subis (versés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 2 à la colonne 1.

(b) En plus de 2,8 milliards de dollars de frais d'intérêts versés pendant le premier semestre de 1984, il y a eu capitalisation de 410 millions de dollars (presque entièrement par des sociétés sous contrôle canadien).

VENTILATION DES SUBVENTIONS DU PESP PAR RÉGION ET PAR TYPE DE DÉPENSES

	Exploration	Développement et production	TOTAL	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
	en millions de $				
Colombie-Britannique					
1983	14	2	16	16	-
1984	20	4	24	24	-
Alberta					
1983	163	76	239	239	-
1984	181	79	260	260	-
Saskatchewan					
1983	14	11	25	25	-
1984	22	17	39	39	-
Autres provinces					
1983	4	4	7	7	-
1984	4	1	5	5	-
Mer de Beaufort					
1983	442	-	442	410	32
1984	540	-	540	495	45
Est du Labrador					
1983	388	-	388	344	44
1984	440	-	440	408	32
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1983	351	-	351	312	39
1984	317	-	317	295	22
Autres Terres du Canada					
1983	71	-	71	65	6
1984	96	-	96	90	6
TOTAL					
1983	1446	93	1539	1418	121
1984	1620	101	1721	1616	105

NOTA: Les subventions du PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de développement et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province, et le gouvernement du Canada exécute le Programme dans le reste du Canada.

Annexe A-8

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA

	PUITS D'EXPLORATION			PUITS DE DÉVELOPPEMENT		
	1983	1984	Augmentation (Diminution) (%)	1983	1984	Augmentation (Diminution) (%)
PUITS ACHEVÉS (nombre de puits)						
Colombie-Britannique	26	127	388	42	56	33
Alberta	1480	1811	22	3300	3762	14
Saskatchewan	493	729	48	1263	2175	72
Autres provinces	101	100	(1)	293	312	6
Le Nord du Canada[a]	12	22	83	31	35	13
Au large[b]	23	20	(13)	-	-	-
TOTAL	2135	2809	32	4929	6340	29
MÈTRES DE FORAGE (milliers)						
Colombie-Britannique	57	141	147	65	73	12
Alberta	2332	2843	22	3792	4133	9
Saskatchewan	471	787	67	1125	1894	68
Autres provinces	89	67	(25)	227	239	5
Nord du Canada[a]	29	69	138	25	24	(4)
Au large[b]	103	84	(18)	-	-	-
TOTAL	3081	3991	30	5234	6363	22

NOTA: (a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60 e parallèlle, y compris la baie d'Hudson.

(b) Les régions situées au large des côtes Est et Ouest.

SOURCE: Oilweek, le 4 février 1985

DÉPENSES D'EXPLORATION BRUTES AU CANADA, PAR RÉGION

	1983	1984	Augmentation (Diminution)
	en millions de dollars		(%)
TERRES PROVINCIALES			
Columbie-Britannique	133	223	68
Alberta	1731	2086	21
Saskatchewan	183	212	16
Autres Provinces	37	30	(18)
TOTAL, TERRES PROVINCIALES	2084	2551	22
TERRES DU CANADA			
Mer de Beaufort	781	751	(4)
Est du Labrador	671	792	18
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	597	594	(1)
Autres Terres du Canada	147	162	10
TOTAL, TERRES DU CANADA	2196	2299	5
TOTAL, CANADA	4280	4850	13

Annexe A-10

DÉPENSES DE CAPITAL EXPRIMÉES EN POURCENTAGE DES RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

	Total[a]		En Amont[b]		En Amont[c] et Aval	
	1983	1984	1983	1984	1983	1984
	(%)		(%)		(%)	
Sociétés intégrées et raffineurs	106	75	61	68	90	73
Sociétés pétrolières et gazières						
Grands producteurs	77	69	67	61	68	62
Petits producteurs	141	119	101	106	110	108
Total, sociétés pétrolières et gazières	97	85	77	73	79	75
TOTAL, INDUSTRIE	101	80	70	71	84	74
Sous contrôle canadien	118	92	83	78	92	81
Sous contrôle étranger	89	71	61	66	80	69

NOTA: (a) Total des dépenses de capital (sans tenir compte des subventions PESP et autres) exprimées en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si ces derniers avaient été inclus, le ratio de réinvestissement aurait été de 86 % en 1984, contre 94 % en 1983.

(b) Dépenses en capital dans le secteur amont (sans tenir compte des subventions PESP et autres) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(c) Dépenses en capital (amont et aval) 'liées au pétrole' et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

	1983	1984	Pourcentage du revenu net[a] 1983	1984
	en millions de $		(%)	
Sociétés intégrées et raffineurs	723	775	72	38
Sociétés pétrolières et gazières				
Grands producteurs	340	359	110	25
Petits producteurs	97	171	44	83
Total, sociétés pétrolières et gazières	437	531	83	32
TOTAL, INDUSTRIE	1160	1305	76	35
Sous contrôle canadien	406	477	(72)[b]	40
Sous contrôle étranger	754	828	36	33

NOTES: (a) Obtenu en divisant les dividendes payée par le groupe de sociétés par son revenu net de l'ensemble de ses activités (annexe B, tableau 1).

(b) Obtenu par la mise en rapport des dividendes positifs et du revenu net négatif du groupe.

Annexe A-12

TAUX DE RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

	1979	1980	1981	1982	1983	1984
			(%)			
AVOIR DES ACTIONNAIRES[a]						
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	22,8	21,2	11,1	8,0	5,0	10,0
AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÉRES	16,1	14,8	11,3	5,0	8,6	10,3
Secteur manufacturier	16,7	15,2	11,3	3,9	9,5	12,2
Secteur minier	21,8	19,0	7,4	(1,8)	1,6	2,7
Autres industries	13,7	13,0	12,5	8,4	9,6	10,3
CAPITAL UTILISÉ[b]						
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	14,8	14,1	8,2	7,2	5,0	7,7
AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÉRES	10,9	10,3	8,7	5,1	7,0	8,1
Secteur manufacturier	12,5	11,5	9,3	4,3	7,9	9,7
Secteur Minier	15,7	13,6	6,2	4,4	1,8	3,7
Autres industries	8,6	8,6	8,8	6,9	7,1	7,5

SOURCE: Statistique Canada 61-003, Trimestriel des sociétés industrielles.

NOTA: (a) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme le profit net après impôt et postes extraordinaires divisé par la valeur comptable moyenne. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés de type et de taille différents.

(b) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les chiffres de bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été rajustés par addition de l'intérêt versé après impôt sur les emprunts.

PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS ET TYPE D'ACTIVITÉ

	PARTICIPATION		CONTRÔLE	
	1983	1984	1983	1984
	(%)		(%)	
RECETTES AMONT ET AVAL[a]				
Sociétés intégrées et raffineurs	37,1	37,6	22,1	23,5
Sociétés pétrolières et gazières	43,9	45,0	51,1	53,1
TOTAL, INDUSTRIE[b]	38,9	39,5	29,6	31,4
RECETTES AMONT				
Sociétés intégrées et raffineurs	38,3	38,3	20,0	21,0
Sociétés pétrolières et gazières	43,5	44,2	51,7	52,3
TOTAL, INDUSTRIE[b]	41,3	41,8	38,4	39,7
AUTRES BASES DE MESURE				
RECETTES				
Gaz naturel	44,0	45,7	44,9	47,6
Pétrole brut	39,3	39,3	33,3	34,2
En aval	37,1	37,8	23,1	24,8
DÉPENSES D'EXPLORATION	62,0	63,7	65,5	66,1
TOTAL, ACTIF AU CANADA	52,3	51,4	54,2	52,1

NOTA: (a) De nombreuses sociétés pétrolières mènent des activités dans d'autres secteurs non-reliées au pétrole qui ne sont pas comprises ici. Les recettes amont et aval sont utilisés comme substitut faute de ne pouvoir utiliser des données plus précises pour décrire tous les aspects de l'industrie pétrolière canadienne qui nous intéressent.

(b) La prise en charge de Gulf Canada Limitée par des Canadiens en 1985 promet d'influer considérablement sur les taux de participation et de contrôle canadiens. De plus, Texaco Canada Inc. a émis de nouvelles actions sur le marché public. Si ces transactions s'étaient produites en 1984, les taux de participation et de contrôle canadiens relativement aux activités pétrolières auraient augmenté de 7 % et 10 % respectivement et, relativement aux recettes du secteur amont, de 5 % et 7 % respectivement.

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

	ACTIVITES AMONT			ACTIVITES AVAL			AUTRES ACTIVITES			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE															
RECETTES TOTALES	23829	26285	10.3	32200	33415	3.8	2944	3075	4.5	1565	1677	7.1	60539	64452	6.5
TRPO, TGNL& ET TRPS	2022	2211	9.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	2022	2211	9.4
REDEVANCES ET TAXES	6076	6366	4.8	2015	2175	8.0	2	27	-	50	72	42.9	8143	8640	6.1
REC. NETTES APRES REDEV.	15731	17708	12.6	30186	31240	3.5	2942	3048	3.6	1515	1605	6.0	50373	53601	6.4
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	26659	26883	0.8	1197	1064	-11.1	378	146	-61.3	28233	28093	-0.5
FRAIS D'INTERETS	1427	1601	12.2	249	338	35.7	696	659	-5.3	123	160	29.8	2496	2758	10.5
FRAIS D'EXPLOITATION	3751	4283	14.2	2686	2707	0.8	923	814	-11.7	400	497	24.4	7759	8302	7.0
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	51	64	27.3	63	68	8.3	8	9	10.7	1	1	22.2	122	142	16.4
AUTRES FRAIS	579	542	-6.4	189	174	-7.6	151	229	52.1	28	52	85.1	946	997	5.4
FR. DE R&D DES SABLES	36	27	-25.7	0	0	-	0	0	-	0	0	-	36	27	-25.7
DEPENSES E&M	821	751	-8.6	0	0	-	49	44	-6.0	3	6	126.7	872	802	-8.0
DEPRECIATION	686	715	4.3	575	612	6.4	199	252	26.7	119	122	2.5	1579	1701	7.7
EPUISEMENT	1084	1329	22.5	0	0	-	6	10	52.6	246	282	14.7	1336	1620	21.2
AMORTISSEMENT	1045	618	-40.9	61	30	-50.8	577	38	-93.5	254	106	-58.1	1937	793	-59.1
FRAIS NON-MON. ET E&M	3672	3439	-6.3	636	642	0.9	831	346	-58.4	621	516	-16.9	5760	4943	-14.2
REVENU AVANT IMPOTS	6252	7778	24.4	-296	428	-	-863	-73	-	-36	232	-	5057	8366	65.4
IMPOT FEDERAL	2241	2300	2.6	-332	2	-	-65	-166	-	105	154	47.6	1949	2291	17.5
IMPOT PROVINCIAL	384	624	62.3	-114	3	-	-19	-54	-	-0	-0	-	252	572	127.5
IMPOTS COURRANTS	2625	2924	11.4	-445	5	-	-83	-220	-	104	154	47.9	2201	2863	30.1
REV. APRES IMPOTS COURR.	3626	4854	33.9	149	423	183.5	-780	147	-	-140	78	-	2856	5503	92.7
IMPOTS REPORTES	1201	1771	47.4	216	85	-60.5	-82	59	-	54	52	-3.9	1389	1967	41.6
REVENU NET APRES IMPOT	2425	3084	27.1	-67	338	-	-698	88	-	-194	26	-	1467	3536	141.1
GAINS OU PERTES EXTRAORD	75	7	-90.2	-9	35	-	0	-91	-	-0	289	-	66	160	142.1
REV. NET APR. POSTES EXT	2501	3091	23.6	-76	372	-	-698	-2	-	-194	235	-	1533	3696	141.1
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	7298	8293	13.6	785	1065	35.6	51	493	-	481	594	23.5	8616	10446	21.2

Annexe B-1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

	---ACTIVITES AMONT-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS															
RECETTES TOTALES	9981	10567	5.9	31554	33140	5.0	1391	1612	15.9	101	109	8.1	43028	45429	5.6
TRPG, TGNLG ET TRPS	907	914	0.8	0	0	-	0	0	-	0	0	-	907	914	0.8
REDEVANCES ET TAXES	2703	2689	-0.5	1969	2172	10.3	2	3	38.0	0	0	-	4674	4865	4.1
REC. NETTES APRES REDEV.	6371	6963	9.3	29585	30968	4.7	1388	1609	15.9	101	109	8.1	37446	39650	5.9
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	26205	26763	2.1	852	862	1.2	0	0	-100.0	27057	27625	2.1
FRAIS D'INTERETS	112	82	-26.6	226	298	32.1	368	324	-11.9	5	4	-8.0	710	709	-0.2
FRAIS D'EXPLOITATION	1621	1841	13.6	2611	2634	0.9	271	243	-10.3	13	42	213.5	4516	4760	5.4
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	32	44	35.1	62	68	9.6	5	7	43.5	0	0	-	99	119	19.6
AUTRES FRAIS	143	100	-30.0	183	174	-4.8	58	52	-10.7	0	1	94.3	384	326	-15.0
FR. DE R&D DES SABLES	30	18	-39.0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	30	18	-39.0
DEPENSES E&M	416	388	-6.7	0	0	-	35	26	-25.7	0	0	27.1	451	414	-8.2
DEPRECIATION	278	271	-2.5	542	574	5.8	82	118	44.0	2	3	59.3	904	966	6.9
EPUISEMENT	227	296	30.4	0	0	-	2	2	-26.7	14	17	25.3	243	315	29.5
AMORTISSEMENT	214	251	17.0	64	34	-47.2	133	20	-84.6	1	4	383.5	411	308	-25.1
FRAIS NON-MON. ET E&M	1164	1223	5.1	606	607	0.3	252	166	-34.1	17	24	45.4	2039	2022	-0.9
REVENU AVANT IMPOTS	3299	3673	11.3	-306	425	-	-418	-45	-	66	38	-41.6	2641	4090	54.9
IMPOT FEDERAL	1112	1263	13.5	-315	-5	-	-32	-148	-	22	29	33.2	788	1139	44.6
IMPOT PROVINCIAL	269	347	28.9	-119	1	-	-9	-48	-	0	0	-	141	300	112.6
IMPOTS COURRANTS	1381	1609	16.5	-434	-5	-	-41	-195	-	22	29	33.2	928	1438	54.9
REV. APRES IMPOTS COURR.	1918	2063	7.6	128	430	236.5	-377	150	-	44	9	-79.2	1712	2652	54.9
IMPOTS REPORTES	535	530	-0.9	230	94	-59.3	-68	174	-	3	-5	-	699	793	13.4
REVENU NET APRES IMPOT	1383	1534	10.9	-103	336	-	-309	-24	-	41	14	-66.4	1013	1859	83.5
GAINS OU PERTES EXTRAORD	0	0	-	-9	35	-	0	-35	-	0	204	-	-9	203	-
REV. NET APR. POSTES EXT	1383	1534	10.9	-112	370	-	-309	-59	-	41	217	-	1004	2062	105.5
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	3082	3287	6.6	734	1037	41.4	-125	316	-	61	34	-44.6	3752	4674	24.6

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

	---ACTIVITES AMONT--			---ACTIVITES AVAL---			--AUTRES ACTIVITES--			ACTIVITES ETRANGERES			-TOTAL DES ACTIVITES		
	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ															
RECETTES TOTALES	3546	4229	19.2	66	65	-0.9	602	600	-0.3	809	943	16.6	5023	5837	16.2
TRPG, TGNLG ET TRPS	264	334	26.5	0	0	-	0	0	-	0	0	-	264	334	26.5
REDEVANCES ET TAXES	863	1043	20.9	0	0	-	0	0	-	13	10	-19.5	876	1054	20.3
REC. NETTES APRES REDEV.	2418	2851	17.9	66	65	-0.9	602	600	-0.3	796	933	17.2	3883	4449	14.6
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	30	41	38.3	257	202	-21.4	50	37	-27.1	337	280	-17.0
FRAIS D'INTERETS	603	585	-2.9	16	36	128.3	60	69	14.2	89	116	30.6	767	805	5.0
FRAIS D'EXPLOITATION	519	655	26.3	14	7	-45.6	210	176	-16.4	266	322	20.9	1009	1160	15.0
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	2	2	3.7	1	0	-100.0	1	0	-28.7	1	1	22.2	4	4	-13.6
AUTRES FRAIS	165	160	-3.2	1	1	-13.5	9	64	-	27	24	-11.2	201	248	23.8
FR. DE R&D DES SABLES	2	2	-15.1	0	0	-	0	0	-	0	0	-	2	2	-15.1
DEPENSES E&M	62	35	-43.3	0	0	-	10	3	-68.2	1	1	-3.6	72	39	-46.1
DEPRECIATION	130	115	-11.9	6	14	141.1	41	42	2.5	91	105	15.7	268	276	3.0
EPUISEMENT	340	451	32.4	0	0	-	0	3	-	115	122	6.3	456	575	26.3
AMORTISSEMENT	131	149	13.4	0	0	-	6	23	251.6	107	69	-35.8	245	240	-1.9
FRAIS NON-MON. ET E&M	666	751	12.8	6	14	141.1	57	70	22.6	314	297	-5.3	1043	1133	8.6
REVENU AVANT IMPOTS	465	698	50.1	-1	-34	-	8	20	144.7	50	137	175.5	521	820	57.2
IMPOT FEDERAL	51	80	57.2	1	1	-13.0	-3	-0	-	68	83	22.6	117	164	40.3
IMPOT PROVINCIAL	-99	-49	-	0	0	-10.9	-0	-0	-	0	0	-	-99	-49	-
IMPOTS COURRANTS	-48	31	-	1	1	-12.4	-3	-1	-	68	83	22.7	18	115	-
REV. APRES IMPOTS COURR.	512	667	30.1	-2	-36	-	11	20	79.1	-18	54	-	503	705	40.1
IMPOTS REPORTES	296	376	27.3	-11	-4	-	14	12	-15.8	52	58	11.9	351	443	26.3
REVENU NET APRES IMPOT	217	290	33.9	9	-32	-	-3	9	-	-70	-5	-	153	262	71.8
GAINS OU PERTES EXTRAORD	66	-2	-	0	0	-	0	-36	-	-0	2	-	66	-56	-
REV. NET APR. POSTES EXT	283	289	2.0	9	-32	-	-3	-47	-	-71	-3	-	218	206	-5.4
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	1178	1418	20.3	4	-21	-	69	90	31.9	296	351	18.6	1546	1838	18.8

Annexe B-3

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

	---ACTIVITES AMONT-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ															
RECETTES TOTALES	10302	11490	11.5	580	210	-63.8	951	863	-9.3	655	624	-4.7	12488	13186	5.6
TRPG, TGNLG ET TRPS	851	963	13.2	0	0	-	0	0	-	0	0	-	851	963	13.2
REDEVANCES ET TAXES	2510	2634	4.9	46	3	-93.8	0	24	-	37	61	64.2	2593	2722	5.0
REC. NETTES APRES REDEV.	6941	7894	13.7	535	207	-61.3	951	839	-11.8	617	563	-8.9	9044	9502	5.1
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	424	79	-81.4	88	0	-99.8	327	109	-66.5	840	189	-77.6
FRAIS D'INTERETS	713	934	31.0	8	4	-45.8	268	266	-0.4	30	40	33.4	1018	1244	22.2
FRAIS D'EXPLOITATION	1612	1787	10.9	62	66	7.5	441	395	-10.4	120	134	11.3	2234	2382	6.6
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	16	19	14.6	0	0	-100.0	2	1	-48.7	0	0	-	19	20	6.5
AUTRES FRAIS	271	282	4.2	5	0	-100.0	84	114	36.0	1	28	-	361	424	17.3
FR. DE R&D DES SABLES	4	7	69.2	0	0	-	0	0	-	0	0	-	4	7	69.2
DEPENSES E&M	344	328	-4.6	0	0	-	3	16	368.8	1	5	238.9	349	349	0.1
DEPRECIATION	278	330	18.6	27	23	-12.2	76	92	21.2	26	13	-48.9	407	459	12.8
EPUISEMENT	517	582	12.6	0	0	-	4	5	41.1	117	142	21.6	638	730	14.4
AMORTISSEMENT	699	218	-68.8	-2	-3	-	438	-4	-	146	34	-76.7	1281	244	-80.9
FRAIS NON-MON. ET E&M	1842	1465	-20.5	24	20	-17.6	522	109	-79.0	290	194	-33.0	2678	1788	-33.2
REVENU AVANT IMPOTS	2488	3408	37.0	11	38	241.0	-454	-47	-	-151	57	-	1894	3456	82.4
IMPOT FEDERAL	1078	957	-11.2	-18	7	-	-30	-18	-	15	42	183.8	1045	988	-5.4
IMPOT PROVINCIAL	214	327	52.4	5	2	-62.3	-10	-6	-	-0	-0	-	209	322	53.7
IMPOTS COURRANTS	1292	1284	-0.6	-13	9	-	-39	-24	-	14	42	188.8	1254	1310	4.4
REV. APRES IMPOTS COURR.	1196	2124	77.6	24	29	21.7	-414	-23	-	-166	16	-	640	2146	235.3
IMPOTS REPORTES	371	864	133.0	-3	-5	-	-28	-127	-	-1	-2	-	339	731	115.7
REVENU NET APRES IMPOT	825	1260	52.7	27	34	23.6	-387	104	-	-165	17	-	301	1415	370.0
GAINS OU PERTES EXTRAORD	10	9	-7.0	0	0	-	0	0	-	0	4	-	10	13	29.9
REV. NET APR. POSTES EXT	835	1269	52.0	27	34	23.6	-387	104	-	-165	21	-	311	1427	359.4
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	3038	3589	18.1	48	49	2.0	107	86	-19.5	125	210	68.4	3318	3934	18.6

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

	ACTIVITES AMONT			ACTIVITES AVAL			AUTRES ACTIVITES			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
TOTAL DES PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ															
RECETTES TOTALES	13848	15719	13.5	646	275	-57.4	1553	1463	-5.8	1464	1567	7.1	17511	19023	8.6
TRPG, TGNLG ET TRPS	1115	1297	16.3	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1115	1297	16.3
REDEVANCES ET TAXES	3373	3677	9.0	46	3	-93.8	0	24	-	50	72	42.9	3469	3775	8.8
REC. NETTES APRES REDEV.	9360	10744	14.8	600	272	-54.7	1553	1439	-7.3	1414	1496	5.8	12927	13951	7.9
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	454	120	-73.5	345	202	-41.5	377	146	-61.3	1177	468	-60.2
FRAIS D'INTERETS	1315	1519	15.5	24	40	69.4	328	335	2.2	118	155	31.3	1785	2050	14.8
FRAIS D'EXPLOITATION	2130	2442	14.6	75	74	-2.2	651	571	-12.3	386	456	17.9	3243	3542	9.2
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	18	21	13.5	1	0	-100.0	3	2	-44.3	1	1	22.2	23	24	2.9
AUTRES FRAIS	436	442	1.4	6	1	-91.4	93	178	91.2	28	52	85.0	563	671	19.4
FR. DE R&D DES SABLES	6	9	40.2	0	0	-	0	0	-	0	0	-	6	9	40.2
DEPENSES E&M	405	363	-10.5	0	0	-	13	19	47.5	2	6	134.8	421	388	-7.8
DEPRECIATION	408	445	8.8	32	32	15.9	117	134	14.6	117	119	1.5	675	735	8.9
EPUISEMENT	857	1033	20.5	0	0	-	4	8	99.0	232	264	14.0	1093	1305	19.4
AMORTISSEMENT	831	367	-55.8	-2	-3	-	445	18	-95.9	253	103	-59.4	1526	485	-68.2
FRAIS NON-MON. ET E&M	2508	2216	-11.6	30	34	13.8	579	179	-69.0	604	492	-18.7	3721	2921	-21.5
REVENU AVANT IMPOTS	2953	4106	39.0	10	3	-66.0	-446	-28	-	-102	194	-	2416	4275	77.0
IMPOT FEDERAL	1129	1038	-8.1	-17	8	-	-33	-18	-	83	125	51.5	1162	1152	-0.8
IMPOT PROVINCIAL	115	277	140.1	5	2	-58.1	-10	-7	-	-0	-0	-	111	273	146.5
IMPOTS COURRANTS	1244	1315	5.7	-11	10	-	-43	-25	-	82	125	51.9	1272	1425	12.0
REV. APRES IMPOTS COURR.	1708	2791	63.4	22	-7	-	-403	-3	-	-184	69	-	1143	2851	149.4
IMPOTS REPORTES	667	1241	86.1	-15	-9	-	-14	-115	-	51	57	10.6	690	1174	70.2
REVENU NET APRES IMPOT	1042	1550	48.8	36	2	-94.6	-389	112	-	-235	13	-	454	1677	269.6
GAINS OU PERTES EXTRAORD	75	7	-90.2	0	0	-	0	-56	-	-0	5	-	75	-43	-
REV. NET APR. POSTES EXT	1118	1557	39.3	36	2	-94.6	-389	56	-	-235	18	-	529	1634	208.9
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	4216	5006	18.7	52	28	-46.4	176	177	0.6	421	561	33.3	4864	5772	18.7

Annexe B-5

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

	---ACTIVITES AMONT-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	---ACTIVITES AVAL--- 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	--AUTRES ACTIVITES-- 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	ACTIVITES ETRANGERES 1983 (MILLIONS $)	1984	CHANGE (%)	-TOTAL DES ACTIVITES 1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN															
RECETTES TOTALES	9188	10439	13.6	7246	8031	10.8	2485	2304	-4.2	1369	1306	-4.6	20288	22080	9.3
TRPG, TGNLG ET TRPS	703	825	17.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	703	825	17.4
REDEVANCES ET TAXES	2082	2173	4.4	441	471	6.8	1	7	-	28	24	-14.7	2552	2675	4.8
REC. NETTES APRES REDEV.	6402	7440	16.2	6805	7560	11.1	2484	2297	-4.4	1341	1282	-4.4	16953	18580	9.6
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	5989	6530	9.0	1135	1004	-11.5	101	127	25.8	1830	2082	13.8
FRAIS D'INTERETS	1196	1421	18.8	125	192	53.4	407	342	-16.0	349	394	12.9	2939	3162	7.6
FRAIS D'EXPLOITATION	1533	1772	15.6	383	475	23.9	673	521	-22.6	349	394	12.9	2939	3162	7.6
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	4	3	-23.1	1	1	-56.1	3	1	-81.9	1	1	22.2	10	6	-39.8
AUTRES FRAIS	381	375	-1.6	188	172	-8.4	138	209	51.3	31	45	44.9	739	802	8.5
FR. DE R&D DES SABLES	2	2	-20.4	0	0	-	0	0	-	0	0	-	2	2	-20.4
DEPENSES E&M	45	13	-71.7	0	0	-	10	3	-68.7	0	1	231.5	55	17	-69.5
DEPRECIATION	360	353	-1.8	243	229	-5.8	144	170	17.9	103	114	13.9	846	865	2.3
EPUISEMENT	852	1851	23.5	0	0	-	6	9	58.0	222	222	-0.0	1080	1282	18.7
AMORTISSEMENT	708	95	-86.6	20	17	-15.2	594	5	-99.2	221	67	-69.5	1543	184	-88.1
FRAIS NON-NON. ET E&M	1966	1513	-23.1	263	246	-6.5	754	187	-75.2	543	404	-25.6	3526	2350	-33.4
REVENU AVANT IMPOTS	1321	2356	78.4	-144	-55	-	-706	34	-	-62	164	-	408	2498	-
IMPOT FEDERAL	365	97	-73.6	-4	-35	-	-21	-15	-	87	109	25.5	427	156	-63.5
IMPOT PROVINCIAL	-59	45	-	-3	-18	-	-4	-4	-	-0	-0	-	-66	22	-
IMPOTS COURRANTS	307	142	-53.8	-7	-54	-	-26	-19	-	87	109	25.7	361	178	-50.7
REV. APRES IMPOTS COURR.	1014	2214	118.4	-137	-1	-	-681	53	-	-149	55	-	47	2321	-
IMPOTS REPORTES	738	1448	96.2	-84	5	-	-61	-130	-	54	48	-11.1	646	1371	112.2
REVENU NET APRES IMPOT	276	766	177.7	-53	-6	-	-619	183	-	-202	7	-	-599	950	-
GAINS OU PERTES EXTRAORD	32	32	-0.2	7	35	387.6	0	-45	-	-0	209	-	39	230	-
REV. NET APR. POSTES EXT	308	798	159.3	-46	29	-	-619	138	-	-203	216	-	-560	1180	-
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	2980	3727	25.1	126	244	94.7	73	240	228.6	395	459	16.3	3573	4670	30.7

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

	---ACTIVITES AMONT--			---ACTIVITES AVAL---			--AUTRES ACTIVITES--			ACTIVITES ETRANGERES			-TOTAL DES ACTIVITES		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	CHANGE	1983	1984	VARIA.	1983	1984	CHANGE	1983	1984	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER															
RECETTES TOTALES	14642	15847	8.2	24954	25384	1.7	539	771	43.0	196	371	89.5	40331	42372	5.1
TRPG, TGNLG ET TRPS	1319	1386	5.1	0	0	-	0	0	-	0	0	-	1319	1386	5.1
REDEVANCES ET TAXES	3994	4193	5.0	1574	1704	8.3	2	20	-	22	48	116.0	5591	5965	6.7
REC. NETTES APRES REDEV.	9329	10267	10.1	23381	23680	1.3	537	751	39.7	174	323	86.1	33420	35021	4.8
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	-	20670	20352	-1.5	61	60	-2.9	0	0	-100.0	20731	20412	-1.5
FRAIS D'INTERETS	231	180	-22.1	124	146	17.8	289	317	9.9	22	33	48.3	666	676	1.6
FRAIS D'EXPLOITATION	2218	2511	13.2	2303	2232	-3.1	250	293	17.5	50	103	104.5	4820	5140	6.6
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	46	61	32.1	62	67	9.5	5	8	65.9	0	0	-	113	137	21.2
AUTRES FRAIS	197	167	-15.5	1	2	187.4	13	20	61.1	-3	7	-	207	196	-5.6
FR. DE R&D DES SABLES	34	25	-26.0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	34	25	-26.0
DEPENSES E&M	776	735	-4.9	0	0	-	39	43	9.8	2	5	113.0	817	786	-3.9
DEPRECIATION	326	362	10.9	332	383	15.3	55	82	49.7	19	8	-56.7	733	836	14.1
EPUISEMENT	252	278	19.6	0	0	-	0	0	-28.0	24	60	153.1	256	338	31.8
AMORTISSEMENT	337	523	55.3	41	13	-67.8	-17	34	-	33	39	19.3	394	609	54.6
FRAIS NON-NON. ET E&M	1706	1926	12.9	373	396	6.1	77	159	105.2	78	112	44.0	2234	2593	16.1
REVENU AVANT IMPOTS	4931	5422	10.0	-152	483	-	-157	-107	-	26	69	161.5	4648	5868	26.2
IMPOT FEDERAL	1876	2204	17.5	-327	38	-	-43	-151	-	18	45	157.0	1523	2135	40.2
IMPOT PROVINCIAL	443	579	30.6	-111	21	-	-14	-50	-	0	0	-	318	550	73.2
IMPOTS COURRANTS	2318	2782	20.0	-438	59	-	-58	-201	-	18	45	157.5	1840	2685	45.9
REV. APRES IMPOTS COURR.	2613	2640	1.1	286	424	48.2	-99	94	-	9	23	169.5	2808	3182	13.3
IMPOTS REPORTES	463	323	-30.4	300	80	-73.2	-21	189	-	0	4	-	743	596	-19.8
REVENU NET APRES IMPOT	2149	2318	7.8	-14	344	-	-78	-94	-	8	19	130.6	2065	2587	25.2
GAINS OU PERTES EXTRAORD	44	-24	-	-16	0	-	0	-46	-	0	0	-	28	-70	-
REV. NET APR. POSTES EXT	2193	2293	4.6	-30	344	-	-78	-140	-	8	19	130.6	2093	2516	20.2
RESS. D'AUTOFIN. INTERN.	4318	4566	5.7	660	820	24.4	-22	253	-	87	136	56.6	5042	5775	14.5

TABLEAU 2(a)

RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIETES

ACTIVITES AMONT

	-----ENSEMBLE DE----- -----L'INDUSTRIE----			----SOCIETES SOUS--- --CONTROLE CANADIEN-			----SOCIETES SOUS--- --CONTROLE ETRANGER-		
	1983 ('000 M3)	1984	VARIA. (%)	1983 ('000 M3)	1984	VARIA. (%)	1983 ('000 M3)	1984	VARIA. (%)
PRODUCTION D'EQUIV. PETROLE	141317	150208	6.3	56651	62094	9.6	84665	88114	4.1
POSTES FINANCIERS C/ES	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES BRUTES	23829	26285	10.3	9188	10439	13.6	14642	15847	8.2
REVENU MONETAIRE	7298	8293	13.6	2980	3727	25.1	4318	4566	5.7
REVENU NET	2425	3084	27.1	276	766	177.7	2149	2318	7.8
REVENU NET PLUS INTERETS	3852	4685	21.6	1472	2187	48.6	2380	2498	4.9
CAPITAL UTILISE	44863	48767	8.7	27055	29082	7.5	17808	19685	10.5
RECETTES ET COUTS UNITAIRES	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
RECETTES BRUTES	168.62	174.99	3.8	162.18	168.11	3.7	172.94	179.84	4.0
TRPS, TGNLNG ET TRPS	14.31	14.72	2.9	12.41	13.29	7.1	15.58	15.73	1.0
REDEVANCES	43.00	42.38	-1.4	36.75	35.00	-4.8	47.17	47.59	0.9
RECETTES APRES REDEV. ET TAXES	111.32	117.89	5.9	113.02	119.83	6.0	110.18	116.52	5.8
FRAIS D'INTERET	10.10	10.66	5.5	21.12	22.89	8.4	2.73	2.04	-25.1
FRAIS D'EXPLOIT.(SAUF RECH.)	26.54	28.51	7.4	27.07	28.54	5.4	26.19	28.50	8.8
FRAIS DE RECHERCHES ET AUTRE	4.45	4.04	-9.4	6.81	6.09	-10.5	2.88	2.59	-10.2
REVENU MONETAIRE AVANT IMPOTS E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTES	70.22	74.68	6.3	58.02	62.30	7.4	78.39	83.40	6.4
AUX SABLES PETROLIFERES	6.06	5.18	-14.7	0.83	0.23	-71.8	9.57	8.66	-9.5
DEPRECIATION	4.86	4.76	-1.9	6.35	5.69	-10.4	3.86	4.11	6.6
EPUISEMENT	7.67	8.85	15.3	15.04	16.92	12.5	2.75	3.16	14.9
SOMMES RADIEES	7.39	4.11	-44.4	12.50	1.53	-87.8	3.98	5.94	49.3
REVENU NET AVANT IMPOTS	44.24	51.78	17.1	23.31	37.94	62.7	58.24	61.54	5.7
IMPOT FEDERAL SUR LE REVENU	15.86	15.31	-3.4	6.45	1.55	-75.9	22.15	25.01	12.9
IMPOT PROVINC. SUR LE REVENU	2.72	4.15	52.7	-1.04	0.73	-	5.23	6.57	25.5
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	8.50	11.79	38.7	13.03	23.32	79.0	5.47	3.66	-33.1
REVENU NET APRES IMPOTS	17.16	20.53	19.6	4.87	12.33	153.3	25.39	26.30	3.6
GAINS OU PERTES EXTRAORD.	0.53	0.05	-90.8	0.56	0.51	-9.0	0.52	-0.28	-
REVENU NET APRES POSTES EXTRA.	17.70	20.58	16.3	5.43	12.84	136.6	25.91	26.03	0.5
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	51.65	55.21	6.9	52.61	60.02	14.1	51.00	51.82	1.6
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	37.2	38.3	S/O	44.5	45.6	S/O	32.4	33.2	S/O
PETROLE PAPC EN % DE LE PRODUCTION DE PETROLE CLASS.	74.4	61.3	S/O	62.7	47.8	S/O	80.3	68.4	S/O

TABLEAU 2 (a)

RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIETES

ACTIVITES AMONT (SUITE)

	-SOCIETES INTEGREES- ----ET RAFFINEURS---			-PETITS PRODUCTEURS- --DE PETROLE ET GAZ-			-GRANDS PRODUCTEURS- --DE PETROLE ET GAZ-		
	1983 ('000 M3)	1984	VARIA. (%)	1983 ('000 M3)	1984	VARIA. (%)	1983 ('000 M3)	1984	VARIA. (%)
PRODUCTION D'EQUIV. PETROLE	57420	58993	2.7	23517	26785	13.9	60380	64430	6.7
POSTES FINANCIERS CLES	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES BRUTES	9981	10567	5.9	3546	4229	19.2	10302	11490	11.5
REVENU MONETAIRE	3082	3287	6.6	1178	1418	20.3	3038	3589	18.1
REVENU NET	1383	1534	10.9	217	290	33.9	825	1260	52.7
REVENU NET PLUS INTERETS	1495	1616	8.1	819	876	6.9	1538	2193	42.6
CAPITAL UTILISE	13487	14132	4.8	11543	13194	14.3	19833	21442	8.1
RECETTES ET COUTS UNITAIRES	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
RECETTES BRUTES	173.83	179.12	3.0	150.79	157.87	4.7	170.62	178.33	4.5
TRPG, TGNLNG ET TRPS	15.80	15.50	-1.9	11.24	12.48	11.0	14.09	14.94	6.0
REDEVANCES	47.08	45.58	-3.2	36.70	38.96	6.1	41.57	40.88	-1.7
RECETTES APRES REDEV. ET TAXES	110.96	118.03	6.4	102.84	106.43	3.5	114.96	122.51	6.6
FRAIS D'INTERET	1.95	1.39	-28.6	25.62	21.85	-14.7	11.80	14.49	22.7
FRAIS D'EXPLOIT.(SAUF RECH.)	28.23	31.21	10.6	22.06	24.46	10.9	26.69	27.73	3.9
FRAIS DE RECHERCHES ET AUTRE	3.05	2.44	-20.2	7.09	6.03	-15.0	4.75	4.67	-1.8
REVENU MONETAIRE AVANT IMPOTS	77.73	82.99	6.8	48.07	54.09	12.5	71.71	75.63	5.5
E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTES AUX SABLES PETROLIFERES	7.76	6.88	-11.3	2.71	1.37	-49.4	5.76	5.19	-9.8
DEPRECIATION	4.84	4.59	-5.1	5.53	4.28	-22.7	4.61	5.12	11.1
EPUISEMENT	3.95	5.02	26.9	14.48	16.83	16.2	8.56	9.03	5.5
SOMMES RADIEES	3.73	4.25	13.9	5.59	5.56	-0.5	11.58	3.39	-70.8
REVENU NET AVANT IMPOTS	57.45	62.25	8.4	19.76	26.05	31.8	41.21	52.89	28.4
IMPOT FEDERAL SUR LE REVENU	19.37	21.40	10.5	2.18	3.00	38.0	17.85	14.86	-16.8
IMPOT PROVINC. SUR LE REVENU	4.68	5.87	25.5	-4.21	-1.85	-	3.55	5.07	42.8
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	9.31	8.98	-3.5	12.57	14.05	11.8	6.14	13.42	118.3
REVENU NET APRES IMPOTS	24.09	26.00	7.9	9.22	10.84	17.6	13.66	19.55	43.1
GAINS OU PERTES EXTRAORD.	0.00	0.00	-	2.80	-0.06	-	0.16	0.14	-12.9
REVENU NET APRES POSTES EXTRA.	24.09	26.00	7.9	12.03	10.78	-10.4	13.82	19.69	42.4
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	53.68	55.72	3.8	50.10	52.93	5.7	50.31	55.70	10.7
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	25.6	26.3	S/O	58.4	56.6	S/O	40.0	41.8	S/O
PETROLE PAPC EN % DE LE PRODUCTION DE PETROLE CLASS.	80.2	69.9	S/O	54.0	43.9	S/O	75.1	58.7	S/O

TABLEAU 2(b)

RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIETES

ACTIVITES AVAL	TOTAL AVAL			PRODUITS PETROCHIM. ET AUTRES			TOTAL DES ACTIVITES RELATIVES AUX PRODUITS PETROLIERS (1)					
	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)	1983 ($/M3)	1984	VARIA. (%)
RECETTES TOTALES	32200	33415	3.8	5167	5213	0.9	27033	28202	4.3	318.22	331.94	4.3
TAXE DE VENTE,ACCISE ET AUT.	2015	2175	8.0	46	3	-92.5	1968	2171	10.3	23.40	25.83	10.4
COUT DES BIENS VENDUS	26659	26883	0.8	4598	4653	1.2	22061	22230	0.8	259.71	261.60	0.7
FRAIS D'EXPLOITATION	2686	2707	0.8	313	272	-13.1	2373	2435	2.6	27.84	28.62	2.8
FRAIS DE RECHERCHES (SAUF SABLES PETROLIFERES)	63	68	8.3	5	17	259.3	58	51	-12.3	0.69	0.60	-12.3
AUTRES FRAIS	189	174	-7.6	12	-0	-	177	175	-1.1	2.03	1.91	-5.9
REVENU AVANT INTERET ET IMPOTS	589	1408	139.0	193	268	39.2	397	1140	187.4	4.55	13.37	193.9
FRAIS D'INTERET	249	338	35.7	39	60	53.3	210	278	32.4	2.42	3.23	33.2
REVENU EN ESPECES AVANT IMPOTS	340	1070	214.6	154	208	35.7	186	862	362.1	2.13	10.14	377.1
IMPOT SUR LE REVENU COURANT	-445	5	-	-224	-24	-	-221	30	-	-2.62	0.35	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	785	1065	35.6	378	233	-38.4	407	832	104.4	4.75	9.79	106.3
DEPR.ET AUT.POSTE HORS CAIS.	636	642	0.9	189	140	28.8	527	501	-4.9	6.20	5.87	-5.3
LE REVENU COURANT	149	423	183.5	269	93	-65.6	-120	330	-	-1.45	3.92	-
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	216	85	-60.5	178	47	-73.4	38	38	-0.9	0.43	0.44	1.5
BENEFICE NET APRES IMPOT	-67	338	-	92	45	-50.6	-158	293	-	-1.88	3.49	-

(1) LE CALCUL DES COUTS ET DES RECETTES UNITAIRES SE FONDE SUR LES DONNEES RELATIVES AU VOLUME DES VENTES TOTALES POUR LES POSTES CONSOLIDES RETENUS.

TABLEAU 2(b)

RENDEMENT FINANCIER PAR GRAND GROUPE DE SOCIETES

ACTIVITES AVAL (SUITE)	-RAFFINAGE ET COMM.- -----NATIONALES-----			-RAFFINAGE ET COMM.- -----REGIONALES-----		
	1983 ($/M3)	1984	VARIA. (%)	1983 ($/M3)	1984	VARIA. (%)
RECETTES TOTALES	315.84	332.70	5.3	326.44	329.52	0.9
TAXE DE VENTE,ACCISE ET AUT.	21.55	23.61	9.6	29.79	32.89	10.4
COUT DES BIENS VENDUS	259.04	263.03	1.5	262.04	257.04	-1.9
FRAIS D'EXPLOITATION	29.08	30.07	3.4	23.58	23.99	1.8
FRAIS DE RECHERCHES						
(SAUF SABLES PETROLIFERES)	0.88	0.77	-12.5	0.05	0.09	90.2
AUTRES FRAIS	2.26	2.14	-5.0	1.25	1.16	-6.7
REVENU AVANT INTERET ET IMPOTS	3.04	13.07	329.8	9.74	14.34	47.1
FRAIS D'INTERET	0.91	0.91	0.4	7.64	10.60	38.7
REVENU EN ESPECES AVANT IMPOTS	2.13	12.16	-	2.10	3.74	77.8
IMPOT SUR LE REVENU COURANT	-3.50	1.44	-	0.40	-3.14	-
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	5.64	10.71	90.1	1.70	6.88	304.9
DEPR.ET AUT.POSTE HORS CAIS.	5.96	5.37	-10.0	7.04	7.48	6.4
LE REVENU COURANT	-0.33	5.35	-	-5.34	-0.41	-
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	1.57	0.65	-58.5	-3.51	-0.26	-
BENEFICE NET APRES IMPOT	-1.90	4.69	-	-1.83	-0.35	-
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)	
PROD. PROPRES VS VENTE TOTALE	77.72	77.59	-0.2	64.89	66.49	2.5
TOT. VENTES INT. VS VENTE TOT.	95.30	95.25	-0.1	88.95	88.19	-0.9

TABLEAU 3

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS

	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	8616	10446	21.2	3573	4670	30.7	5042	5775	14.5
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	1852	993	-46.4	1059	536	-49.4	793	457	-42.4
EMISSION D'ACTIONS	2162	1370	-36.7	1515	1056	-30.3	648	314	-51.5
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	1667	1825	9.5	1475	1671	13.3	192	154	-19.7
TOUTES AUTRES SOURCES	2917	5122	75.6	2028	4634	128.5	890	488	-45.1
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	1508	835	-44.6	880	394	-55.2	629	441	-29.9
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	18723	20590	10.0	10530	12961	23.1	8193	7630	-6.9
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	9616	9569	-0.5	4979	5383	8.1	4637	4186	-9.7
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	313	293	-6.4	292	259	-11.2	21	34	60.2
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	443	360	-18.8	427	331	-22.3	16	28	75.0
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	755	652	-13.7	718	591	-17.8	37	62	66.6
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	10372	10221	-1.4	5697	5974	4.9	4674	4247	-9.1
DIVIDENDES	1160	1305	12.5	406	477	17.6	754	828	9.8
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	546	198	-63.7	168	130	-22.6	378	69	-81.9
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	1706	1504	-11.9	574	607	5.8	1132	896	-20.8
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	1670	2437	45.9	1400	1985	41.8	270	452	67.4
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	3086	1998	-35.2	2042	1122	-45.1	1044	877	-16.0
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	1889	4438	134.5	816	3273	301.1	1073	1157	7.8
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	18723	20590	10.0	10530	12961	23.1	8193	7630	-6.9

	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE P&G			GRANDS PRODUCTEURS DE P&G		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	3752	4674	24.6	1546	1838	18.8	3318	3934	18.6
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	469	70	-85.0	1034	844	-18.4	349	79	-77.4
EMISSION D'ACTIONS	1019	667	-34.6	691	639	-7.5	452	63	-86.0
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	464	643	-3.2	315	441	40.1	688	740	7.6
TOUTES AUTRES SOURCES	449	1097	144.1	680	653	-4.0	1788	3372	88.6
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	418	81	-80.6	461	425	-7.7	630	329	-47.8
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	6772	7233	6.8	4727	4840	2.4	7224	8518	17.9
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	4614	4076	-11.7	1923	2210	14.9	3079	3283	6.6
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	7	19	163.9	185	140	-24.1	121	134	10.8
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	21	48	134.0	390	274	-29.7	32	37	15.5
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	28	67	141.6	575	414	-27.9	153	171	11.8
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	4641	4142	-10.8	2498	2625	5.1	3232	3454	6.9
DIVIDENDES	723	775	7.1	97	171	77.3	340	359	5.6
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	16	13	-17.8	150	108	-27.7	381	77	-79.7
TOT. DIV. & RED. AV. PROPRE	739	788	6.6	246	279	13.5	721	436	-39.5
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	224	817	264.4	613	882	43.9	833	738	-11.4
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	852	774	-9.1	711	696	-2.2	1522	528	-65.3
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	315	711	125.8	659	358	-45.7	916	3361	267.1
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	6772	7233	6.8	4727	4840	2.4	7224	8518	17.9

TABLEAU 4

DEPENSES DE CAPITAL AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT

	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984 $)	VARIA. (%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			TERRES DU CANADA		
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	1191	1559	30.9	1059	1381	30.4	131	178	35.1
FORAGE D'EXPLORATION	3089	3291	6.5	1024	1170	14.2	2065	2121	2.7
TOTAL - EXPLORATION	4280	4850	13.3	2083	2551	22.5	2196	2299	4.7
FORAGE DE MISE EN VALEUR	962	1074	11.7	906	1045	15.3	56	30	-46.9
PRODUCTION	1117	1289	15.4	946	1284	27.2	171	85	-50.1
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	427	507	18.9	427	507	18.9	0	0	-
TOTAL AMONT	6786	7720	13.8	4362	5307	21.6	2423	2414	-0.4
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	611	809	32.4	573	749	30.7	38	60	57.9
FORAGE D'EXPLORATION	885	837	-5.5	380	486	27.9	506	351	-30.5
TOTAL - EXPLORATION	1497	1646	10.0	953	1234	29.5	544	412	-24.3
FORAGE DE MISE EN VALEUR	409	453	10.8	359	425	18.3	49	28	-43.8
PRODUCTION	596	664	11.5	425	579	36.3	171	85	-50.1
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	329	394	19.7	329	394	19.7	0	0	-
TOTAL AMONT	2830	3157	11.5	2066	2632	27.4	764	525	-31.3
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN									
TERRES & CONC./GEOL & GEOPHY	580	750	29.4	486	633	30.1	93	117	25.8
FORAGE D'EXPLORATION	2203	2454	11.4	644	684	6.2	1559	1770	13.5
TOTAL - EXPLORATION	2783	3204	15.1	1131	1317	16.5	1652	1887	14.2
FORAGE DE MISE EN VALEUR	554	622	12.3	547	620	13.3	7	2	-69.6
PRODUCTION	522	625	19.8	521	625	19.8	0	0	-89.6
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	98	113	16.2	98	113	16.2	0	0	-
TOTAL AMONT	3956	4564	15.4	[illegible]	2678	16.5	1659	1889	13.8

TABLEAU 5

DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE

	1983 (MILLIONS $)	1984 ($)	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984 ($)	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984 ($)	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	4280	4850	13.3	2783	3204	15.1	1497	1646	10.0
MISE EN VALEUR	962	1074	11.7	554	622	12.3	409	453	10.8
PRODUCTION	1117	1289	15.4	522	625	19.8	596	664	11.5
SABLES PETROLIFERES	427	507	18.9	98	113	16.2	329	394	19.7
TOTAL ACTIVITES AMONT	6786	7720	13.8	3956	4564	15.4	2830	3157	11.5
TOTAL ACTIVITES AVAL	1703	1054	-38.1	366	329	-10.0	1337	725	-45.7
URANIUM	12	8	-29.3	1	0	-100.0	11	8	-25.7
CHARBON	176	140	-20.1	8	2	-73.2	167	138	-17.4
TOUTES AUTRES ACTIVITES	940	646	-31.3	648	488	-24.7	292	157	-46.1
TOTAL AU CANADA	9616	9569	-0.5	4979	5383	8.1	4637	4186	-9.7
TOTAL A L'ETRANGER	755	652	-13.7	718	591	-17.8	57	62	66.6
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	10372	10221	-1.4	5697	5974	4.9	4674	4247	-9.1
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE P&G			GRANDS PRODUCTEURS DE P&G		
EXPLORATION	1536	1758	14.5	821	1150	40.1	1923	1941	0.9
MISE EN VALEUR	218	249	14.0	386	434	12.4	358	391	9.4
PRODUCTION	464	484	4.3	295	346	17.5	358	458	28.0
SABLES PETROLIFERES	325	373	14.7	4	11	166.6	97	122	26.5
TOTAL ACTIVITES AMONT	2544	2864	12.6	1506	1943	29.0	2736	2913	6.5
TOTAL ACTIVITES AVAL	1550	954	-38.4	113	9	-92.5	40	92	130.3
URANIUM	4	4	-5.8	7	5	-35.1	1	0	-100.0
CHARBON	50	24	-51.6	2	0	-100.0	123	116	-5.8
TOUTES AUTRES ACTIVITES	466	229	-50.8	295	255	-13.6	179	162	-9.9
TOTAL AU CANADA	4614	4076	-11.7	1923	2210	14.9	3079	3283	6.6
TOTAL A L'ETRANGER	28	67	141.6	575	414	-27.9	153	171	11.8
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAP.	4641	4142	-10.8	2498	2625	5.1	3232	3454	6.9

TABLEAU 6

BILAN

	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)	1983 (MILLIONS $)	1984	VARIA. (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
STOCKS	6529	7186	8.8	2140	2381	11.3	4390	4725	7.6
COMPTES A RECEVOIR	9392	9991	6.4	3879	3821	-1.5	5513	6170	11.9
AUTRES DISPONIBILITES	5332	6478	21.5	1929	2196	13.9	3403	4282	25.8
TOTAL DES DISPONIBILITES	21253	23575	10.9	7948	8398	5.7	13306	15177	14.1
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	58236	61638	5.8	35692	37127	4.0	22544	24511	8.7
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T	6532	7252	11.0	3782	4215	11.5	2750	3037	10.4
TOTAL DE L'ACTIF	86021	92465	7.5	47421	49739	4.9	38600	42725	10.7
COMPTES A PAYER	9059	9082	0.3	4347	3889	-10.5	4711	5193	10.2
AUTRES EXIGIBILITES	6751	5458	-19.2	4921	2953	-40.0	1830	2506	36.9
TOTAL DES EXIGIBILITES	15810	14540	-8.0	9268	6842	-26.2	6542	7698	17.7
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	19393	20617	6.3	13333	14694	10.2	6060	5923	-2.3
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF	2458	2521	2.6	1155	1165	0.9	1303	1355	4.0
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	10124	12064	19.2	4688	6071	29.5	5435	5993	10.3
AUTRES PASSIF A LONG TERME	4619	5164	11.8	4127	4345	5.3	491	818	66.5
AVOIR PROPRE	33618	37559	11.7	14850	16622	11.9	18769	20937	11.6
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR	86021	92465	7.5	47421	49739	4.9	38600	42725	10.7
FONDS DE ROULEMENT	5444	9034	66.0	-1320	155	-	6764	7479	10.6
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	16363	19417	18.7	7246	9303	28.4	9117	10114	10.9
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
STOCKS	5649	6244	10.5	205	184	-10.2	676	677	0.2
COMPTES A RECEVOIR	5083	5616	10.5	1233	1311	6.3	3076	3063	-0.4
AUTRES DISPONIBILITES	2616	3083	17.9	803	849	5.7	1913	2546	33.1
TOTAL DES DISPONIBILITES	13347	14944	12.0	2242	2345	4.6	5664	6286	11.0
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	23417	24804	5.9	15010	16016	6.7	19808	20818	5.1
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T	2053	2367	15.3	1243	1496	20.4	3236	3389	4.7
TOTAL DE L'ACTIF	38818	42114	8.5	18495	19857	7.4	28708	30494	6.2
COMPTES A PAYER	5083	5577	9.7	1008	1128	11.9	2968	2376	-19.9
AUTRES EXIGIBILITES	2335	2809	20.3	1062	1115	4.9	3353	1534	-54.2
TOTAL DES EXIGIBILITES	7418	8386	13.1	2071	2243	8.3	6321	3911	-38.1
AUTRES ELEM. DU PASSIF A L.T.	4942	4178	-15.5	8650	8500	-1.7	5800	7939	36.9
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF	659	671	1.8	597	618	3.6	1202	1231	2.5
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	5414	6201	14.5	1561	1982	27.0	3148	3881	23.3
AUTRES PASSIF A LONG TERME	2091	2255	7.9	420	457	8.8	2108	2451	16.3
AVOIR PROPRE	18293	20422	11.6	5196	6056	16.6	10129	11080	9.4
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR	38818	42114	8.5	18495	19857	7.4	28708	30494	6.2
FONDS DE ROULEMENT	5929	6557	10.6	171	102	-40.6	-657	237	-
SOMME AMORT. ET EPUIS. ACC.	8173	9307	13.9	2815	3546	26.0	5375	6565	22.1

TABLEAU 7

VOLUME ET VALEUR DE LA PRODUCTION

- - - - - - - - - - - - - PAR PROVINCE - - - - - - - - - - - - -

	ALBERTA			COLOMBIE BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	11745.3	20191.2	71.9	418.0	619.9	48.3	3835.7	5066.9	31.9
PETROLE BRUT - AUTRE	41171.9	35804.8	-13.0	1338.1	1105.0	-17.4	4202.4	4037.9	-3.9
PETROLE BRUT CLASSIQUE	52917.2	55996.0	5.8	1756.1	1724.9	-1.8	8038.2	9098.9	13.2
SABLES PETROLIFERES	10263.8	9087.2	-11.5	0.0	0.0	-	14.3	14.6	2.1
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	46621.1	50865.9	9.1	5110.6	5627.7	10.1	606.1	727.3	20.0
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	13598.2	14040.6	3.3	111.2	53.1	-52.3	3.5	62.2	-
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	123400.3	129989.6	5.3	6977.9	7405.7	6.1	8662.1	9903.0	14.3
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	2692.3	4727.6	75.6	87.9	136.5	55.2	719.6	1058.9	47.2
PETROLE BRUT - AUTRE	7716.4	6831.2	-11.5	243.8	202.0	-17.1	757.9	727.4	-4.0
PETROLE BRUT CLASSIQUE	10408.7	11558.7	11.0	331.7	338.5	2.0	1477.5	1786.3	20.9
SABLES PETROLIFERES	2525.5	2228.3	-11.8	0.0	0.0	-	2.7	1.8	-32.1
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	4838.0	5415.5	11.9	388.2	483.4	24.5	27.7	42.4	53.3
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	2059.4	2157.0	4.7	9.2	7.2	-21.6	0.5	11.3	-
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	19831.6	21359.5	7.7	729.1	829.1	13.7	1508.4	1841.9	22.1

- - - - - - - - PAR GROUPE DE COMPAGNIES - - - - - - - -

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	16244.3	26172.7	61.1	7950.2	12155.6	52.9	8294.1	14017.1	69.0
PETROLE BRUT - AUTRE	47260.3	41490.5	-12.2	13347.7	11137.8	-16.6	33912.5	30352.6	-10.5
PETROLE BRUT CLASSIQUE	63504.5	67663.1	6.5	21297.9	23293.4	9.4	42206.6	44369.7	5.1
SABLES PETROLIFERES	10278.1	9101.8	-11.4	3418.3	2754.6	-19.4	6859.8	6347.2	-7.5
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	52623.8	57562.1	9.4	25217.2	28342.7	12.4	27406.7	29219.4	6.6
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	13712.9	14161.7	3.3	6276.9	7001.6	11.5	7436.0	7160.1	-3.7
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	140119.4	148488.8	6.0	56210.3	61392.4	9.2	83909.1	87096.4	3.8
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	3560.0	6002.4	68.6	1664.0	2675.8	60.8	1896.1	3326.6	75.4
PETROLE BRUT - AUTRE	8809.5	7843.1	-11.0	2463.2	2133.6	-13.4	6346.3	5709.5	-10.0
PETROLE BRUT CLASSIQUE	12369.5	13845.5	11.9	4127.1	4809.3	16.5	8242.4	9036.1	9.6
SABLES PETROLIFERES	2528.2	2230.1	-11.8	864.4	689.0	-20.3	1663.8	1541.1	-7.4
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	5285.8	5981.6	13.2	2516.3	2904.5	15.4	2769.5	3077.1	11.1
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	2069.1	2176.3	5.2	878.1	1016.8	15.8	1191.0	1159.5	-2.6
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	22252.7	24233.5	8.9	8386.0	9419.6	12.3	13866.7	14813.9	6.8

	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.	1983	1984	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	5641.8	8975.5	59.1	4099.0	5931.7	44.7	6503.4	11265.5	73.2
PETROLE BRUT - AUTRE	22880.4	20814.6	-9.0	4804.9	4642.2	-3.4	19575.0	16033.7	-18.1
PETROLE BRUT CLASSIQUE	28522.2	29790.0	4.4	8904.0	10573.9	18.8	26078.4	27299.2	4.7
SABLES PETROLIFERES	7112.5	6445.0	-9.4	45.3	170.0	275.3	3120.3	2486.8	-20.3
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	14717.8	15487.9	5.2	13725.8	15148.7	10.4	24180.2	26925.6	11.4
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	6664.1	6719.1	0.8	786.4	825.6	5.0	6262.4	6617.1	5.7
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	57016.6	58442.1	2.5	23461.5	26718.1	13.9	59641.3	63328.6	6.2
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	1229.3	2100.9	70.9	877.6	1406.0	60.2	1453.1	2495.5	71.7
PETROLE BRUT - AUTRE	4307.8	3899.1	-9.5	893.9	852.7	-4.6	3607.8	3091.3	-14.3
PETROLE BRUT CLASSIQUE	5537.1	6000.0	8.4	1771.5	2258.6	27.5	5060.9	5586.8	10.4
SABLES PETROLIFERES	1727.5	1560.3	-9.7	11.4	35.3	210.3	789.3	634.6	-19.6
GAZ NATUREL COMMERCIAL.	1469.7	1605.1	9.2	1367.8	1547.9	13.2	2448.3	2828.6	15.5
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	973.3	1000.1	2.7	124.3	130.0	4.6	971.5	1046.2	7.7
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	9707.6	10165.5	4.7	3275.0	3971.7	21.3	9270.0	10096.2	8.9

TABLEAU 8

FRAIS D'EXPLOITATION EN AMONT ET REDEVANCES

- - - - - - - - - - - - - PAR PROVINCE - - - - - - - - - - - - -

	ALBERTA			BRITISH COLUMBIA			SASKATCHEWAN		
	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)
	(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)		
ACTIVITES ASSOCIEES	1274.7	1529.2	20.0	61.0	80.3	31.7	216.7	273.5	26.2
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	407.6	433.5	6.3	9.1	8.4	-8.0	7.4	17.9	141.6
SABLES PETROLIFERES	986.9	1040.5	5.4	0.0	0.0	-	1.3	0.0	-100.0
TAXES(EXCL. IMPOTS SUR REVENU)	107.5	97.0	-9.7	6.9	5.7	-17.2	18.5	13.6	-25.8
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	609.3	722.3	18.6	15.1	17.8	17.6	53.6	65.6	22.4
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	3386.9	3822.6	12.9	92.1	112.2	21.8	297.4	370.6	24.6
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	14.1	1.9	-86.6	0.5	0.0	-100.0	0.3	0.0	-96.3
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	4503.0	4654.9	3.4	190.1	204.9	7.8	398.4	401.3	0.7
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	851.8	967.6	13.6	9.6	11.9	24.2	71.9	84.3	17.1
REDEVANCES TOTALES	5366.9	5624.3	4.8	200.2	216.8	8.3	470.6	485.7	3.2

- - - - - - - - - PAR GROUPE DE COMPAGNIES - - - - - - - - -

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)
	(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)		
ACTIVITES ASSOCIEES	1580.4	1917.5	21.3	723.0	913.1	26.3	857.5	1004.4	17.1
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	444.8	481.3	8.2	205.1	230.8	12.5	239.8	250.6	4.5
SABLES PETROLIFERES	988.2	1040.5	5.3	395.0	416.4	5.4	593.1	624.2	5.2
TAXES(EXCL. IMPOTS SUR REVENU)	133.5	117.2	-12.2	50.1	47.5	-5.1	83.4	69.7	-16.4
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	690.7	817.7	18.4	167.1	169.6	1.6	523.7	648.0	23.7
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	3837.7	4374.3	14.0	1540.2	1777.4	15.4	2297.5	2596.9	13.0
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	17.0	3.7	-78.3	9.5	1.3	-86.1	7.5	2.4	-68.4
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	5108.7	5278.4	3.3	1784.3	1828.8	2.5	3324.4	3449.6	3.8
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	950.6	1084.3	14.1	288.5	343.0	18.9	662.1	741.3	12.0
REDEVANCES TOTALES	6076.3	6366.4	4.8	2082.2	2173.1	4.4	3994.0	4193.3	5.0

	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)	1983	1984	VARIA. (%)
	(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)		
ACTIVITES ASSOCIEES	477.2	585.1	22.6	337.0	437.6	29.8	766.2	894.9	16.8
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	152.8	155.9	2.0	47.0	67.5	43.7	245.0	258.0	5.3
SABLES PETROLIFERES	607.6	628.2	3.4	6.8	16.5	144.5	373.8	395.9	5.9
TAXES(EXCL. IMPOTS SUR REVENU)	63.3	61.3	-3.2	27.4	21.0	-23.6	42.8	35.0	-18.1
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	382.2	472.9	23.7	104.3	116.2	11.4	204.3	228.6	11.9
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	1683.1	1903.2	13.1	522.6	658.8	26.1	1632.1	1812.3	11.0
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	0.7	0.6	-16.3	14.0	0.4	-97.0	2.3	2.7	14.2
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	2199.1	2137.6	-2.8	666.4	810.1	21.6	2243.2	2330.7	3.9
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	503.4	550.9	9.4	182.8	232.9	27.4	264.4	300.5	13.6
REDEVANCES TOTALES	2703.1	2689.1	-0.5	863.1	1043.4	20.9	2510.0	2633.8	4.9

TABLEAU 9

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES: 1980-1984

	ACTIVITES AMONT (MILLIONS $)						ACTIVITES AVAL (MILLIONS $)					
	1980	1981	1982	1983	1984	TAUX DE CROISS.	1980	1981	1982	1983	1984	TAUX DE CROISS.
RECETTES TOTALES	16084	17175	20821	23542	26000	12.8	24761	32501	33396	32208	33423	7.8
TRPG ET TGNLG ET TRPS	0	969	1930	2006	2191	-	0	0	0	0	0	-
REDEVANCES	4915	4971	5545	6023	6311	6.4	1813	1936	2007	2016	2175	4.7
REC. NETTES APRES REDEVANCES	11168	11236	13346	15512	17498	11.9	22949	30565	31389	30193	31248	8.0
FRAIS D'EXPL.,D'INT. & AUTRES	3461	4669	5767	5716	6382	16.5	19760	27596	30383	29851	30176	11.2
E.M. IMPUTEES A L'EXPL.	1393	1460	1034	856	776	-13.6	0	1	0	0	0	-
DEPRECIATION	369	494	527	674	701	17.4	405	429	448	575	612	10.8
EPUISEMENT	576	531	796	1049	1386	22.7	0	0	0	0	0	-
AMORTISSEMENT	310	291	410	1041	609	18.4	24	26	33	61	30	5.5
FRAIS NON MON. ET E.M.P.	2648	2776	2768	3619	3392	6.4	430	456	481	636	642	10.5
REVENU AVANT IMPOTS	5060	3791	4811	6176	7724	11.2	2758	2513	524	-295	430	-37.2
IMPOTS COURANTS	1035	1427	1856	2622	2917	29.6	1031	829	-245	-445	5	-73.3
REVENU APRES IMPOTS COURANTS	4025	2364	2955	3554	4807	4.5	1727	1683	769	150	425	-29.6
IMPOTS REPORTES	1137	805	1019	1173	1742	11.3	195	270	413	216	85	-18.7
REVENU NET APRES IMPOTS	2889	1559	1936	2381	3065	1.5	1532	1413	356	-65	340	-31.4
LIQUIDITES	6673	5140	5722	7173	8199	5.3	2157	2139	1250	786	1067	-16.1
	ACTIVITES ETRANGERES ET AUTRES						TOTAL DES ACTIVITES					
RECETTES TOTALES	3403	5126	4669	4496	4750	8.7	44248	54802	58885	60246	64173	9.7
TRPG ET TGNLG ET TRPS	0	3	0	0	0	-	0	969	1930	2006	2191	-
REDEVANCES	83	98	160	52	98	4.3	6811	7005	7712	8091	8584	6.0
REC. NETTES APRES REDEVANCES	3320	5028	4509	4444	4652	8.8	37437	46828	49243	50148	53398	9.3
FRAIS D'EXPL.,D'INT. & AUTRES	2520	4079	4210	3896	3632	9.6	25741	36344	40310	39463	40190	11.8
E.M. IMPUTEES A L'EXPL.	106	201	86	51	52	-16.5	1499	1662	1120	907	828	-13.8
DEPRECIATION	112	232	310	315	373	35.2	886	1154	1285	1564	1686	17.5
EPUISEMENT	119	183	220	249	291	25.1	695	714	1017	1298	1597	23.1
AMORTISSEMENT	-49	-50	419	827	145	-	285	268	862	1929	784	28.8
FRAIS NON MON. ET E.M.P.	288	566	1036	1442	861	31.5	3366	3798	4285	5697	4895	9.8
REVENU AVANT IMPOTS	512	383	-737	-894	159	-25.4	8330	6686	4598	4988	8313	-0.1
IMPOTS COURANTS	9	-66	-15	21	-66	-	2075	2190	1596	2198	2856	8.3
REVENU APRES IMPOTS COURANTS	502	449	-722	-914	225	-18.2	6255	4496	3002	2790	5457	-3.4
IMPOTS REPORTES	191	187	-116	-29	109	-13.2	1523	1262	1316	1360	1936	6.2
REVENU NET APRES IMPOTS	311	262	-606	-885	116	-21.8	4732	3234	1686	1430	3521	-7.1
LIQUIDITES	799	1015	314	528	1086	8.3	9620	8294	7287	8488	10352	1.8

TABLEAU 10

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS: 1980-1984

	1980	1981	1982	1983	1984	TAUX DE CROISS.
			(MILLIONS $)			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	9620	8294	7287	8488	10352	1.8
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	2720	9717	3683	1869	1071	-20.8
EMISSION D'ACTIONS	1542	2076	3155	2076	1507	-0.6
SUBVENTIONS (PESP ET AUTRES)	0	792	1420	1618	1760	-
TOUTES AUTRES SOURCES	798	1181	2986	2954	5106	59.0
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	636	1176	4313	1516	883	8.5
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	15317	23237	22844	18521	20679	7.8
DEPENSES DE CAPITAL AMONT	6881	6758	6327	6610	7521	2.3
DEPENSES DE CAPITAL AVAL	782	2021	2501	1704	1055	7.8
AUTRES DEP. DE CAP. AU CAN.	598	1300	1572	1127	780	6.9
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	8261	10079	10399	9441	9356	3.2
DEPENSES DE CAPITAL AUX E-U	800	1038	545	312	293	-22.2
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	344	744	568	443	360	1.1
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	1144	1782	1114	755	653	-13.1
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	9405	11861	11513	10195	10009	1.6
DIVIDENDES	973	1173	1117	1156	1304	7.6
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	204	386	697	638	186	-2.3
TOT. DIV. ET RED. AVOIR PROPRE	1177	1559	1814	1794	1490	6.1
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	608	664	3595	1630	2525	42.8
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	1640	6863	4677	2923	2224	7.9
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	2487	2290	1245	1978	4430	15.5
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	15317	23237	22844	18521	20679	7.8

GLOSSAIRE

DÉFINITIONS D'APPLICATION GÉNÉRALE (1)

Acquisition--acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses de capital destinées à cette fin sont incluses dans 'autres affectations des fonds' dans les rapports d'examen. (Acquisitions)

Activités autre au Canada--comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée dans cette définition. (Other Canadian Operations)

Amortissement--sur une période donnée, montant imputé à l'actif, autre que l'amortissement pour dépréciation, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif, les sommes radiées de l'actif et les bénéfices non remis sur les investissements. (Amortization)

Autres affectations des fonds--comprend les affectations comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagés, et les investissements à long terme. (All Other Uses of Funds)

Autres sources de fonds--comprend les produits de la vente d'actifs ou les investissements à long terme, les paiements anticipés applicables à la production future. Pourrait être également visée ici une reclassification de la dette survenue en 1984. (All Other Sources of Funds)

Avoir propre--la valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. (Equity)

Capital utilisé--la valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. (Capital Employed)

Contrôle canadien--en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions assorties du droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions assorties du droit de vote sont détenues par des non-résidents. (Canadian Control)

Dépenses de capital--les investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (p. ex. coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation. (Capital Expenditures)

Dépenses de mise en valeur--ces dépenses comprennent le coût des forages et des achèvements de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain, et le coût d'achat de réserves prouvées. (Development Expenditures)

---

(1) Les définitions des expressions touchant plus particulièrement à la fiscalité sont données aux pages C-5 à C-9.

Dépenses de production--comprend les dépenses liées à la production de pétrole et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. (Production Expenditures)

Dépréciation--montant imputé sur les dépenses applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation pour fins d'impôt. (Depreciation)

Dette à long terme--dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. (Long-term Debt)

Épuisement--montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt. (Depletion)

Extraction des ressources énergétiques--dépenses de capital associées à l'extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). (Energy Mining)

Fonds de roulement--l'actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). (Working Capital)

Frais d'exploration--comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques, et les coûts des forages d'exploration qu'ils soient capitalisés ou radiés. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place. (Exploration Costs)

Grands producteurs--sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont des activités et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. (Senior Producers)

Impôt reporté--impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des revenus et des dépenses, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. (Deferred Income Taxes)

Impôt sur le revenu courant--la partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputé exigible. (Current Income Tax)

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse--méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. (Successful Efforts Accounting)

Méthode de capitalisation du coût entier--méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts relativement importants sont capitalisés et imputés sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés. (Full Cost Accounting)

Participation canadienne--la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue soit directement, soit indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens. (Canadian Ownership)

Petites producteurs--sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont de chacune d'elles représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. (Junior Producers)

Pétrole lourd non classique--désigne les gisements de pétrole lourd dont la masse volumique est habituellement supérieure à 934 kg/m^3 et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la masse volumique est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m^3. Les principaux gisements sont ceux de Cold Lake et de Lloydminster. (Non-conventional Heavy Oil)

Postes hors caisse--désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. (Non-cash Charges)

Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP)--le prix qui est appliqué à tout le pétrole classique provenant de gisements découverts après 1973, au pétrole supplémentaire récupéré selon des méthodes assistées (autres que l'injection d'eau), au pétrole supplémentaire obtenu grâce à tout projet nouveau ou accru de récupération par injection d'eau entrepris après le 30 juin 1983, au pétrole tiré de puits de remplissage forés, après le 30 juin 1983, par une entité pétrolière antérieure à l'établissement du PRNP, au brut synthétique, au pétrole brut extrait des Terres du Canada, au pétrole tiré de puits en Saskatchewan produisant dix barils ou moins par jour et à tout le pétrole lourd provenant de la Saskatchewan. Le PRNP est plafonné à 100 % du prix international. A compter du 1er juin 1985, l'Accord de l'Ouest permet aux producteurs de pétrole de négocier directement les contrats de vente avec les acheteurs; en outre, le marché assujetti aux mécanismes internationaux de l'offre et de la demande doit dorénavant déterminer le niveau et la différence de prix entre les divers pétroles. (New Oil Reference Price (NORP))

Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP)--prix spécial à la tête de puits pour le pétrole classique découvert après 1973, assujetti aux redevances provinciales établies selon les taux applicables au nouveau pétrole, mais non admissible au prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) avant le 1er juillet 1983. Le PSAP a été établi à 75 % du prix mondial au 1er juillet 1982. En vertu des ententes sur l'énergie modifiées, conclues avec l'Alberta et la Saskatchewan, le PRNP s'applique depuis le 1er juillet 1983 au pétrole admissible au PSAP. (Special Old Oil Price (SOOP)).

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP)--des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. C'est le gouvernement de l'Alberta qui administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province, et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier fédéral, qui finance et administre le programme ailleurs au Canada. Parmi les mesures d'ordre financier adoptées dans le cadre de l'Accord de l'Ouest, il y a celle visant à mettre fin au PESP le 31 mars 1986 en ce qui a trait à l'ensemble des activités antérieurement admissibles aux subventions, sauf les dépenses d'exploration engagées aux fins du forage de puits dans les régions pionnières, qui peuvent répondre aux engagements pris dans le cadre des entente d'exploration relatives aux terres du Canada. Les puits forés dans ces régions et admissibles aux subventions du PESP continueront de l'être, en vertu de droits acquis jusqu' au 31 décembre 1987. (Petroleum Incentives Program (PIP))

Rapport d'endettement--rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir 'dettes à long terme'). (Debt Equity Ratio)

Redevance d'exportation sur le pétrole--le pétrole brut et les hydrocarbures équivalents et les produits pétroliers tels que l'essence, les distillats moyens, le mazout lourd et le pétrole partiellement traité, sont assujettis à une redevance d'exportation. Seules les quantités de pétrole brut et de produits pétroliers jugées excédentaires par rapport aux besoins canadiens prévus pour un avenir prochain sont exportées. Depuis le 1er novembre 1980, les provinces productrices reçoivent 50 % des recettes tirées des redevances d'exportation sur le pétrole brut et des hydrocarbures équivalents. Cette redevance a été supprimée en vertu de l'Accord de l'Ouest. (Oil Export Charge)

Redevance d'indemnisation pétrolière (RIP)--taxe imposée aux raffineries par le gouvernement du Canada. Les fonds provenant de cette taxe sont utilisés pour financer l'indemnisation des importateurs de pétrole, pour payer les coûts plus élevés de la production qui est admissible au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et pour payer la livraison de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et certains échanges de brut entre le Canada et les États-Unis. La déréglementation de la tarification du pétrole, en vertu de l'Accord de l'Ouest, a rendu superflu le mécanisme d'indemnisation. (Petroleum Compensation Charge (PCC))

Ressources d'autofinancement--comprend le revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. (Internal Cash Flow)

Sables pétrolifères--désigne les réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la masse volumique est habituellement supérieure à 985 kg/m^3. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. (Oil Sands)

Secteur amont--activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. (Upstream Segment)

Secteur aval--comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. (Downstream Segment)

Sociétés intégrées--les sociétés qui perçoivent des recettes importantes tant dans les secteurs amont qu'aval. De plus, chacune d'elles possède d'importants services de production, de commercialisation et de distribution de produits raffinés. (Integrated Companies)

Sources externes de fonds--sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. (External Sources of Funds)

Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN)--taxe fédérale imposée sur le gaz naturel pour pipe-line et les liquides de gaz naturel (LGN) commercialisables. Ce gaz naturel commercialisable comprend le gaz utilisé dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz mais exclut le gaz réinjecté dans un réservoir. Les liquides de gaz naturel incluent l'éthane, le propane, le butane ou tout autre mélange provenant de gaz traité dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz. Cette taxe est l'une de celles qui a été supprimée en vertu de l'Accord de l'Ouest. (Natural Gas and Gas Liquids Tax (NGGLT))

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)--taxe de 16 % imposée sur les recettes de production après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et une déduction à l'égard de ressources de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets de récupération tertiaire admissibles du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982, et ce jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. Par suite de l'énoncé économique du 8 novembre 1984, le credit de 250 000 $ que pouvaient recevoir les sociétés pour les montants qu'elles devaient payer au titre de la TRPG, a été porté à 500 000 $. En vertu de l'Accord de l'Ouest, la TRGP doit être supprimée le 1er janvier 1989. Entretemps, cette taxe n'est plus admissible aux fins de l'impôt sur le revenu. (Petroleum and Gas Revenue Tax (PGRT)).

Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS)/Taxe sur les redevances supplémentaires afférentes aux ressources (TRSR)--la TRPS est une taxe fédérale imposée à un taux de 50 % des recettes supplémentaires sur l'ancien pétrole, déduction faite des redevances supplémentaires qui y sont associées. Les recettes supplémentaires désignent l'écart entre les recettes réelles tirées de la production et les recettes qui auraient été réalisées si les prix prévus au PEN étaient toujours en vigueur. Les redevances supplémentaires, qui n'incluent pas les redevances de la Couronne, sont assujetties à la TRPS, également à un taux de 50 %. Le revenu assujetti à la TRPS ou à la TRSR n'est pas imposable. Les deux taxes qui ont été provisoirement abolies, le 1er juin 1982 ont été supprimées par suite de la signature de l'Accord de l'Ouest. (Incremental Oil Revenue Tax (IORT)/Incremental Resource Royalty Tax (IRRT)).

Terres du Canada--les zones du Canada situés à l'extérieur des limites provinciales. (Canada Lands)

MANDAT DE L'ASSP

A. Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été créée pour fournir aux utilisateurs des secteurs public et privé soit:

- les gouvernements fédéral et provinciaux,
- les sociétés pétrolières et gazières, et
- les institutions financières et d'autres entreprises commerciales,

une évaluation globale et objective des performances financières de l'industrie pétrolière au Canada. Il s'agit de s'assurer le bien-fondé de la prise de décision des secteurs public et privé. Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaire au Canada.

L'Agence a été créée en août 1980 et fonde son autorité statutaire sur la Loi sur la surveillance du secteur énergétique(1). Pour assurer l'impartialité de ses rapports et maintenir sa crédibilité parmi les utilisateurs, l'ASSP a été constituée en un organisme distinct et indépendant dont le président relève directement du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Au paragraphe 5(1), la Loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par an, déposer des états exposant les données et renseignements concernant:

(a) le droit de propriété exclusive ou le contrôle qu'exerce sur elle toute personne physique ou morale,
(b) la provenance et l'affectation de ses fonds,
(c) ses activités de prospection, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation,
(d) ses coûts et revenus découlant de chacune des activités visées à l'alinéa c.,
(e) les déductions, crédits et allocations dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu,
(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices,
(g) ses ressources, réserves et autres biens,
(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation,
(i) ses programmes de recherche et de développement.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés de personnes, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à la recherche, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés, ou la valeur des éléments d'actif dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi prescrivent que les revenus brut et la valeur des éléments d'actif sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

---

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.

B. Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives découlant surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlement d'application[1]. Etant donné qu'une partie du rôle de collecte de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, un certain nombre d'ententes de partage de données ont été négociées par l'ASSP et Statistique Canada en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau de l'industrie en ce qui concerne l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur:

1. l'appartenance et le contrôle des entreprises énergétiques,
2. la structure du capital,
3. les mouvements internationaux de trésorerie,
4. les dépenses de recherche et de développement,
5. les statistiques financières trimestrielles des sociétés, et
6. les dépenses de capital et les coûts d'exploitation.

Les cinq premiers points portent sur le transfert d'information à l'ASSP; le dernier comprend des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

C. Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie sur lesquels portent les examens de l'ASSP par compilation des déclarations de 115 entreprises déclarantes représentent environ 87 % des revenus de l'industrie tels qu'ils sont déterminés par Statistique Canada. Les 13 % restants des revenus de l'industrie proviennent d'entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs aux seuil actuels à partir desquels l'Agence exige une déclaration, mais qui font l'objet d'examens effectués par Statistique Canada. En raison du pourcentage élevé de couverture des revenus de l'industrie et en raison de l'inclusion de toutes les entreprises énergétiques sauf les plus petites, l'Agence peut appliquer à l'ensemble de l'industrie les données cumulatives qu'elle a tirées de ses conclusions. Les pourcentages de couverture des autres indicateurs de performance sont donnés ci-dessous.

COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP AVEC LES DONNÉES CUMULATIVES DE L'INDUSTRIE POUR 1984

	Pourcentage de couverture des données des données cumulatives de l'industrie (%)
REVENUS TIRÉS DE LA PRODUCTION AMONT	87
REVENUS DU SECTEUR AVAL	99
DÉPENSES EN AMONT AU CANADA	89
VOLUMES DE PRODUCTION	
Pétrole brut et liquides (en milliers de m^3/d)	89
Gaz naturel commercialisable (en millions de m^3/d)	84

(1) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/85-328

D. Comparaison de résultats de l'examen de l'ASSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparée à celle d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales obtenues de Statistique Canada. Les données sur le revenu net et les taux de rendement donnés aux chapitres 1 à 3 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats donnés au chapitre 4 et à l'appendice A-12, établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada, qui couvrent un nombre supérieur d'entreprises à celles de l'examen de l'ASSP, ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement, de même que des activiés des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'examen de l'ASSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés de la Couronne, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima en ce qui a trait à l'actif et aux recettes. En outre, bien que Statistique Canada puisse effectuer des rajustments aux données déclarées par une entreprise, l'ASSP quant à elle déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées. Par exemple, en 1983, l'amortissement d'actif d'un milliard de dollars par une entreprise contrôlée par des Canadiens a été inscrit au 'poste extraordinaire' par Statistique Canada, tandis que l'Agence a accepté de considérer cette activité comme un poste 'ordinaire', comme l'a déclaré l'entreprise.

En ce qui a trait au rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant au revenu net la portion après impôt de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que l'ASSP effectue ce calcul dans le cas de chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à cette portion de frais d'intérêts susceptible d'accroître le revenu net, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada doit se fonder sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire les impôts courants exprimés en pourcentage du revenu net avant impôt.

Le rendement des capitaux propres établi par cette agence peut différer des résultats obtenus par Statistique Canada, par suite des rajustements que l'ASSP peut effectuer aux données de chaque entreprise. Par exemple, en 1984, certaines sociétés pétrolières ont déclaré un avoir négatif se chiffrant globalement à plus d'un milliard de dollars. Selon la méthodologie utilisée par l'ASSP, un avoir négatif est réputé équivaloir à zéro, pour éviter que l'assiette globale de l'avoir ne soit indûment réduite, et que le rendement en soit surévalué. Ce genre de rajustement ne peut s'effectuer dans le cas des données globales établies par Statistique Canada.

E. Détermination de la participation et du contrôle

L'agence publie chaque année des données sur le niveau de participation et de contrôle canadien de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

L'agence a adopté une défintion du contrôle, qui se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Bien que ce contrôle se fonde généralement sur un taux de propriété de 50 % ou plus des actions assorties d'un droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle effectif par le biais d'une tranche de propriété plus restreinte, lorsque la majorité des droits de vote est largement répartie. Lorsque la concentration de la propriété des droits de vote ne peut suffire à établir le contrôle, on peut alors tenter de l'établire en déterminant l'existance d'options, d'actions détenus par des investisseurs privés principaux, ou d'administrateurs de liaison qui siègent aux conseils d'administration de sociétés de portefeuille associées.

Pour pouvoir déterminer le niveau de propriété à l'échelle de l'industrie, le pourcentage de l'étalon pertinent qui représente la propriété des droits de vote par des non résidents est affecté à la catégorie dont la propriété est étrangère, tandis que le pourcentage de propriété des droits de vote détenu par des résidents canadiens est affecté à la catégorie dont la propriété est canadienne.

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont, ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de propriété et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des avantages économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de calcul existent, comme l'actif ou le capital utilisé, mais ces mécanismes affichent certaines carences, étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

Dans le cas du contrôle , l'ensemble des recettes de la société sous contrôle est affecté à la catégorie de contrôle approprié. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non résidents, si la société est effectivement contrôlée par des non résidents, dès lors, pour fins de statistique, l'ensemble (100 %) de ses recettes est affecté au secteur sous contrôle étranger. Pour fins d'illustration, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, bien que toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30 %) ; toutefois, l'ensemble (100 %) de leurs recettes est affecté au secteur sous contrôle étranger, lors du calcul du niveau de contrôle étranger des recettes.

L'Agence obtient les données sur la propriété et le contrôle recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. La Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers exige de l'ensemble des propriétaires de tranches d'actions équivalant ou supérieures à 5 % de l'ensemble des actions assorties de droits de vote de dévoiler de façon détaillée des données sur le taux de propriété. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette loi, l'Agence est autorisée, en vertu du réglement DORS/85-328 qui modifie le règlement de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique à obtenir directement les données sur la propriéte et le contrôle.

F. Comparaison des résultats entre certaines périodes

L'enquête sur l'industrie pétrolière canadienne permet de comparer les résultats de la période courante aux résultats de périodes précédentes, jugées comparables. Ces comparaisons sont tributaires des modifications apportées à la liste des sociétés faisant partie du groupe 'industrie', selon le groupe d'analyse dont elles font partie, soit les sociétés intégrées et le raffinage, et les producteurs de pétrole et de gaz, et selon l'état de contrôle des entreprises visées. Pour permettre d'établir des comparaisons valables entre différentes périodes, l'Agence établit de façon uniforme l'affiliation et le contrôle du groupe industriel, d'après les renseignements déclarés pour la période courante, et intègre les données d'affiliation et de contrôle aux résultats des périodes précédentes.

La liste des entreprises, c'est-à-dire les sociétés dont l'actif ou le chiffre de vente est supérieur à 10 millions de dollars, est mise à jour au cours de chaque période. Les nouvelles entreprises admissibles ne sont inscrites à l'ensemble et au groupe respectif que lorsque les résultats de deux périodes comparables sont disponibles. À l'occasion, des entreprises sont radiées du groupe industriel au cours de la période courante, soit par suite d'une acquisition ou de l'abandon des activités. Les résultats de la période précédente, tant dans le cas de l'industrie que du groupe mentionné dans le rapport de la période courante, doivent permettre de constater la suppression du nom de l'entreprise: ainsi, l'entreprise n'est pas comprise dans les résultats globaux de la période courante et précédente. Lorsque la suppression du nom d'une entreprise résulte d'une acquisition par une autre entreprise tenue de faire rapport, les résultats de l'entreprise acquise pour la période précédente sont rajoutés aux résultats de l'entreprise qui en fait l'acquisition, que l'entreprise acquise fasse ou non partie du même groupe d'analyse que l'entreprise qui en fait l'acquisition.

L'acquisition de sociétés ou l'abandon d'activités au cours de la période courante peut permettre à une entreprise d'être intégrée à un groupe analytique autre que celui auquel elle avait été affectée dans le cadre de l'examen de la période précédente. Par exemple, lorsqu'un membre d'un groupe intégré s'est départi de ses activités en aval au cours de la période courante, il peut être inclus dans le groupe des grands ou des petits producteurs, selon le cas, pour la période courante, et ses résultats à ceux de l'ensemble du groupe pour la période antérieur correspondante. Il importe de noter que l'ensemble de l'actif et des recettes de l'entreprise qui se départit de ses activités pour la période précédente, sans égard à l'élément d'activité, sont transférés au groupe d'analyse pour la période courante, en vue d'établir les résultats globaux du groupe d'analyse pour la période précédente.

Des rajustements du même ordre sont effectués dans le cas des résultats globaux du groupe d'analyse et de l'industrie dans les cas où la propriété d'une entreprise passe en des mains canadiennes ou étrangères; la nationalité des propriétaires pour la période courante détermine celle qui vaut pour la période précédente, pour fins de comparaison.

Toutefois, dans la partie de l'examen qui traite de la propriété et du contrôle, l'analyse tient compte des changements au contrôle de la société visée, lorsqu'ils se produisent. Une liste des entreprises énergétiques déclarantes apparait sur la couverture arrière intérieure du rapport.

ENTREPRISES ÉNERGÉTIQUES DÉCLARANTES

Aberford Resources Ltd.
AGIP Canada Ltd.
Alberta Energy Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Co.
Amerada Minerals Corp.
American Eagle Oil & Gas Ltd.
American Trading & Production Corp.
Anadarko Petroleum Of Canada
Anderson Exploration Ltd.
Andex Oil Co. Ltd.
Atcor Resources Ltd.
ATS Exploration Ltd.
Barnwell Of Canada Ltd.
Blake Resources Ltd.
Bluesky Oil & Gas Ltd.
Bonanza Resources
Bow Valley Industries Ltd.
BP Canada Inc.
Bralorne Resources Ltd.
Brinco Oil and Gas Ltd.
Canada Northwest Energy
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Montana Gas Co.
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Canadian Reserve Oil & Gas Ltd.
Canadian Superior Oil Ltd.
Canadian Worldwide Energy Ltd.
Carlyle Energy Ltd.
Champlin Canada Ltd.
* Chevron Canada Ltd.
Chevron Canada Resources Ltd.
Chevron Standard Ltd.
Chieftain Development Co.
Co-Enerco Ltd.
Columbia Gas Development of Canada
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée
Compagnie Générale Électrique du Canada
* Compagnie Pétrolière Impériale Ltée
Conwest Exploration Company Ltd.
Coseka Resources Ltd.
Czar Resources Ltd.
Dekalb Petroleum Corp.
Denison Mines Ltd.
Diamond Shamrock Exploration Ltd.
Dome Canada Ltd.
Dome Petroleum Ltd.
Drummond Oil & Gas Ltd.
Dynamar Energy Ltd.
Dynex Petroleum Ltd.
Exco Energy Ltd.
* Federated Cooperatives Ltd.
Forest Oil Corporation
General American Oils
Geocrude Energy Inc.
* Gulf Canada Limitée
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Co. Ltd.
* Husky Oil Ltd.
Inter-City Gas Corp.
* Irving Oil Ltd.
J.M. Huber
Kerr-McGee Corp.
Koch Exploration Canada Ltd.
L'Énergie Canterra Ltée
Les Ressources Campbell
LL&E Canada Ltd.
Maligne Resources Ltd.
Maynard Energy Inc.
Meriand Exploration Ltd.
Mobil G.C. Canada Ltd.
Mobil Oil Canada Ltd.
* Mohawk Oil Co. Ltd.
Murphy Oil Co. Ltd.
Northcor Energy Ltd.
Novalta Resources Ltd.
Nova Scotia Resources Ltd.
Numac Oil & Gas Ltd.
Oakwood Petroleum Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydro Carbons Ltd.
Onexco Oil and Gas Ltd.
Page Petroleum Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
PanCanadian Petroleum Ltd.
Pembina Resources Ltd.
Pennzoil Petroleum Ltd.
* Petro-Canada Inc.
Petrorep Canada
* Petrosar Ltd.
Precambrian Shield Resources Ltd.
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Ltd.
Renaissance Energy Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Westmin Limitée
Roan Resources Ltd.
Roxy Petroleum Ltd.
Saskatchewan Oil & Gas Corp.
Sceptre Resources Ltd.
* Shell Canada Limitée
Shell Explorer Ltd.
SOQUIP
Star Oil and Gas Ltd.
Sulpetro Ltd.
* Suncor Inc.
Sundance Oil Canada Ltd.
TCPL Resources Ltd.
* Texaco Canada Inc.
Texas Pacific Oil Canada Ltd.
Thomson-Jensen Petroleum Ltd.
Total Petroleum (NA) Ltd.
Trans-Canada Resources Ltd.
Tricentrol Oils Ltd.
Trillium Exploration Corp.
Trilogy Resources Corp.
* Turbo Resources Ltd.
* Ultramar Canada Ltd.
Ultramar Oil & Gas Canada Ltd.
Unicorp Resources Ltd.
Union Oil Co. Of Canada
United Canso Oil & Gas Ltd.
Universal Exploration Ltd.
Voyager Petroleum Ltd.
Wainoco Oil & Gas Ltd.
Westar Petroleum Ltd.
Westburne Petroleum & Minerals Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Western Decalta Petroleum Ltd.

* Désigne les sociétés comprises dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'.
Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.